2007 Rapport trimestriel

PETRO-CANADA

Pour les trois mois terminés le 31 mars 2007

Petro-Canada réalise un solide bénéfice au premier trimestre : la production d'amont est en croissance

Points saillants

- La production a dépassé 400 000 barils équivalent pétrole par jour (bep/j) nets
- La construction du projet de conversion de la raffinerie d'Edmonton était achevée à 23 % à la fin du premier trimestre de 2007
- Une forte demande de produits pétroliers et des marges de raffinage élevées ont soutenu les résultats du secteur Aval

Calgary – Petro-Canada a annoncé aujourd'hui un bénéfice d'exploitation lié aux activités poursuivies ajusté en fonction des éléments inhabituels de 580 millions $ (1,17 $/action) pour le premier trimestre, comparativement à 486 millions $ (0,95 $/action) au premier trimestre de 2006. Les flux de trésorerie liés aux activités poursuivies au premier trimestre de 2007 ont été de 1 166 millions $ (2,35 $/action), comparativement à 857 millions $ (1,67 $/action) au même trimestre de l'an dernier. Les flux de trésorerie n'incluent pas la variation du fonds de roulement hors caisse.

Le bénéfice net lié aux activités poursuivies a été de 590 millions $ (1,19 $/action) au premier trimestre de 2007, comparativement à 54 millions $ (0,11 $/action) à la même période de 2006. Le bénéfice net comprend les gains ou les pertes non réalisés sur les contrats dérivés, ainsi que les gains ou les pertes à la conversion de devises étrangères et à la cession d'éléments d'actif.

« Nous avons franchi la barre des 400 000 barils par jour, conformément à notre objectif d'accroître la production de 15 % en 2007, a déclaré Ron Brenneman, président et chef de la direction. En même temps, nous avons continué de faire progresser nos cinq projets majeurs et nos activités d'exploration en mer du Nord ont débuté avec succès. »

Résultats du premier trimestre

(en millions de dollars canadiens, sauf les montants par action et les nombres d'actions)	Trois mois terminés le 31 mars 2007		2006	
Résultats consolidés				
Bénéfice d'exploitation ajusté en fonction des éléments inhabituels [1]	**580**	**$**	504	$
Bénéfice net	**590**		206	
Flux de trésorerie	**1 166**	**$**	874	$
Résultats liés aux activités poursuivies [2]				
Bénéfice d'exploitation lié aux activités poursuivies ajusté en fonction des éléments inhabituels [1]	**580**	**$**	486	$
– en $/action	**1,17**		0,95	
Bénéfice net lié aux activités poursuivies	**590**		54	
– en $/action	**1,19**		0,11	
Flux de trésorerie liés aux activités poursuivies	**1 166**		857	
– en $/action	**2,35**		1,67	
Dividendes – en $/action	**0,13**		0,10	
Programme de rachat d'actions	**87**		476	
– en millions d'actions	**2,0**		8,8	
Dépenses en immobilisations liées aux activités poursuivies	**733**	**$**	767	$
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation *(en millions d'actions)*	**497,0**		512,9	

(1) Le bénéfice d'exploitation ajusté en fonction des éléments inhabituels (qui représente le bénéfice net en excluant les gains ou les pertes à la conversion de devises étrangères et à la cession d'éléments d'actif ainsi que les gains ou les pertes non réalisés sur les contrats dérivés associés à Buzzard) est utilisé par la Société pour l'évaluation du rendement d'exploitation.

(2) Le 31 janvier 2006, Petro-Canada a procédé à la clôture de la vente de ses actifs producteurs syriens parvenus à maturité. Ces actifs et les résultats associés sont présentés en tant qu'activités abandonnées et sont exclus des activités poursuivies.

Points saillants des activités d'exploitation

La production tirée des activités poursuivies s'est chiffrée en moyenne à 405 000 bep/j nets revenant à Petro-Canada au premier trimestre de 2007, en hausse par rapport à 355 000 bep/j nets au même trimestre de 2006. Les volumes accrus ont reflété l'ajout de projets en mer du Nord (Buzzard, De Ruyter et L5b-C) et la production plus importante des secteurs Côte Est du Canada et Sables pétrolifères. Ces facteurs ont été contrebalancés en partie par l'épuisement naturel des champs dans le secteur Gaz naturel nord-américain.

Dans le secteur Aval, une forte demande de produits pétroliers et des marges de raffinage élevées en Amérique du Nord, combinées à une solide exécution, ont mené à l'obtention d'excellents résultats pour le premier trimestre.

« Le secteur Aval a connu un très bon trimestre, a déclaré M. Brenneman. Nous améliorons les fondamentaux de ce secteur depuis plusieurs années de sorte que lorsque la conjoncture est favorable, cela se voit dans notre résultat net. »

	Trois mois terminés le 31 mars	
	2007	2006
Amont – résultats consolidés [1]		
Production avant redevances		
Production nette de pétrole brut et de liquides de gaz naturel (LGN) *(en milliers de barils/jour)*	**280,4**	245,6
Production nette de gaz naturel, à l'exclusion des produits d'injection *(en millions de pieds cubes/jour)*	**748**	787
Production totale nette *(en milliers de barils équivalent pétrole/jour)* [2]	**405**	377
Prix moyens réalisés		
Pétrole brut et LGN *(en $/baril)*	**63,46**	64,82
Gaz naturel *(en $/millier de pieds cubes)*	**7,32**	8,68
Amont – activités poursuivies		
Production tirée des activités poursuivies avant redevances		
Production nette de pétrole brut et de LGN *(en milliers de barils/jour)*	**280,4**	225,0
Production nette de gaz naturel à l'exclusion des produits d'injection *(en millions de pieds cubes/jour)*	**748**	779
Production totale nette *(en milliers de barils équivalent pétrole/jour)* [2]	**405**	355
Prix moyens réalisés – activités poursuivies		
Pétrole brut et LGN *(en $/baril)*	**63,46**	64,18
Gaz naturel *(en $/millier de pieds cubes)*	**7,32**	8,69
Aval		
Ventes de produits pétroliers *(en milliers de mètres cubes/jour)*	**53,0**	49,9
Utilisation moyenne des raffineries *(en pourcentage)*	**96**	98
Bénéfice d'exploitation après impôts du secteur Aval *(en cents/litre)*	**3,8**	1,6

(1) Comprend les activités abandonnées.

(2) La production totale comprend les volumes de gaz naturel convertis selon un facteur de 6 000 pieds cubes de gaz naturel pour un baril de pétrole.

Perspectives

Mise à jour sur les activités

- L'exploitation de Buzzard progresse conformément au plan et la production devrait atteindre son niveau maximal d'ici le milieu de 2007
- Le remplacement planifié du catalyseur à l'usine de lubrifiants devrait être réalisé au deuxième trimestre de 2007
- Une révision de maintenance de 10 jours à Terra Nova est prévue pour le deuxième trimestre de 2007
- Une révision de maintenance d'environ 30 jours du cokeur 8-3 de Syncrude est prévue pour le deuxième trimestre de 2007
- Une révision planifiée de 14 jours à White Rose devrait être réalisée au troisième trimestre de 2007

Jalons majeurs des projets

- La construction du projet de conversion de la raffinerie d'Edmonton progresse conformément aux prévisions en vue d'un démarrage au troisième trimestre de 2008
- La décision relative à l'investissement dans un cokeur à Montréal est attendue au quatrième trimestre de 2007
- Les travaux de conception et d'ingénierie préliminaires pour le projet gazier en Syrie devraient s'achever au début de 2008
- Une décision réglementaire au sujet de l'agrandissement de MacKay River est attendue au troisième trimestre de 2007
- Le rapport de conception de base du projet Fort Hills sera disponible en juillet 2007

Petro-Canada est l'une des plus importantes sociétés pétrolières et gazières du Canada, exerçant des activités à la fois dans les secteurs d'amont et d'aval de l'industrie au Canada et à l'échelle internationale. Nous créons de la valeur en exploitant de façon responsable les ressources énergétiques et en offrant des produits et des services pétroliers de calibre international. Petro-Canada est fière d'être partenaire national des Jeux olympiques et paralympiques d'hiver de 2010 à Vancouver. Nos actions ordinaires se négocient à la Bourse de Toronto (TSX) sous le symbole PCA et à la Bourse de New York (NYSE) sous le symbole PCZ.

RAPPORT DE GESTION

Le rapport de gestion, daté du 24 avril 2007, est présenté aux pages 3 à 27 et devrait être lu parallèlement aux états financiers consolidés non vérifiés de la Société pour les trois mois terminés le 31 mars 2007; au rapport de gestion pour l'exercice terminé le 31 décembre 2006; aux états financiers consolidés vérifiés pour l'exercice terminé le 31 décembre 2006; et à la notice annuelle 2006 de la Société datée du 22 mars 2007. Les montants sont en dollars canadiens, à moins d'indication contraire.

MESURES NON DÉFINIES PAR LES PCGR

Les flux de trésorerie, qui sont exprimés en tant que flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation avant la variation du fonds de roulement hors caisse, sont utilisés par la Société pour l'analyse du rendement d'exploitation, du levier financier et des liquidités. Le bénéfice d'exploitation représente le bénéfice net en excluant les gains ou les pertes à la conversion de devises étrangères et à la cession d'éléments d'actif ainsi que les gains ou les pertes non réalisés à l'évaluation à la valeur de marché des contrats dérivés associés à l'acquisition de Buzzard. La Société utilise le bénéfice d'exploitation pour évaluer le rendement d'exploitation. Les flux de trésorerie et le bénéfice d'exploitation n'ont pas de sens normalisé prescrit par les PCGR du Canada et, par conséquent, ces mesures peuvent ne pas être comparables à des mesures similaires présentées par d'autres sociétés. Le rapprochement des montants du bénéfice d'exploitation et des flux de trésorerie avec la mesure associée en vertu des PCGR est exposé dans les tableaux aux pages 9 et 27, respectivement, de ce rapport de gestion.

AVIS JURIDIQUE – RENSEIGNEMENTS DE NATURE PROSPECTIVE

Ce rapport trimestriel contient des renseignements de nature prospective. De tels renseignements se reconnaissent généralement aux termes utilisés, par exemple, « *planifier* », « *anticiper* », « *prévoir* », « *croire* », « *viser* », « *avoir l'intention de* », « *s'attendre à* », « *estimer* », « *budgéter* » ou d'autres expressions similaires suggérant des résultats futurs ou constituant des déclarations au sujet d'une perspective. Voici des exemples de références à des renseignements de nature prospective :

- stratégies et objectifs de l'entreprise
- perspectives (y compris les mises à jour sur les activités et les jalons stratégiques)
- débits des établissements de détail
- coûts préalables à la production et coûts d'exploitation
- estimations des réserves et des ressources

- futures dépenses en immobilisations et futurs frais d'exploration et autres
- futurs achats et ventes de ressources
- activités de construction et de réparation
- révisions dans les raffineries
- marges de raffinage prévues
- futurs niveaux de production de pétrole et de gaz naturel et sources de croissance de ceux-ci
- calendriers et résultats de développement et d'agrandissement d'installations
- futurs résultats des activités d'exploration et dates d'ici lesquelles certaines zones pourraient être mises en valeur ou entrer en production
- redevances et impôts payables
- estimations de la production sur la durée de vie des champs
- capacité d'exporter du gaz naturel
- futures activités de financement et activités se rapportant au capital (y compris le rachat d'actions ordinaires de Petro-Canada dans le cadre du programme d'offre publique de rachat d'actions dans le cours normal des activités de la Société)
- passif éventuel (y compris l'exposition potentielle à des pertes liées à des contrats de concessionnaires des ventes au détail)
- questions environnementales
- futures approbations réglementaires

De tels renseignements de nature prospective sont soumis à des risques et à des incertitudes connus et inconnus. D'autres facteurs pourraient faire en sorte que les résultats, réalisations et niveaux d'activité réels diffèrent de façon importante de ceux qui sont exprimés ou suggérés par de tels renseignements. De tels facteurs comprennent, sans s'y limiter :

- la capacité de l'industrie
- l'imprécision des estimations des réserves en termes de volumes de pétrole, de gaz naturel et de liquides récupérables à partir de zones de ressources et d'autres sources non actuellement classées en tant que réserves
- les effets des conditions météorologiques et climatiques
- les résultats des activités de forage d'exploration et de développement et des activités connexes
- la capacité des fournisseurs de respecter leurs engagements
- les décisions ou les approbations de tribunaux administratifs
- les risques inhérents aux activités pétrolières et gazières au Canada et à l'étranger
- les taux de rendement prévus
- les conditions générales de l'économie, des marchés et des affaires
- les mesures concurrentielles prises par d'autres sociétés
- les fluctuations des prix du pétrole et du gaz
- les marges de raffinage et de commercialisation
- la capacité de produire du pétrole brut et du gaz naturel et de transporter ces produits vers les marchés
- les fluctuations des taux d'intérêt et des taux de change
- les mesures prises par les autorités gouvernementales (y compris les modifications apportées aux taux d'impôts et de redevances et aux stratégies d'utilisation des ressources)
- les modifications apportées à la réglementation environnementale et autre
- les événements politiques internationaux
- la nature et la portée des mesures prises par les parties intéressées ou le public en général

Bon nombre de ces facteurs et d'autres facteurs similaires sont indépendants de la volonté de Petro-Canada. Petro-Canada discute plus en détail de ces facteurs dans les documents qu'elle dépose auprès des commissions des valeurs mobilières des provinces canadiennes et de la Securities and Exchange Commission (SEC) des États-Unis.

Nous prévenons les lecteurs que la liste de facteurs importants ci-dessus ayant une incidence sur les renseignements de nature prospective n'est pas exhaustive. De plus, les renseignements de nature prospective contenus dans ce rapport trimestriel sont déclarés en date du 24 avril 2007 et, sauf exigence contraire de toute loi applicable, Petro-Canada ne les met pas à jour publiquement ni ne les révise. Les renseignements de nature prospective dans ce rapport trimestriel sont présentés expressément sous réserve de cette mise en garde.

Présentation de l'information sur les réserves de Petro-Canada

Le personnel d'évaluateurs de réserves qualifiés de Petro-Canada produit les estimations des réserves que la Société utilise. Les commissions des valeurs mobilières des provinces canadiennes ne considèrent pas notre personnel et notre direction responsables de l'évaluation des réserves comme indépendants de la Société. Petro-Canada a obtenu une dispense de certaines exigences canadiennes relatives à la présentation de l'information sur les réserves, ce qui lui permet de présenter l'information conformément aux normes de la SEC. Cette dispense permet la comparabilité de l'information avec celle des sociétés émettrices américaines et internationales.

Par conséquent, Petro-Canada présente officiellement ses données sur les réserves et d'autres renseignements relatifs au pétrole et au gaz en utilisant les exigences et les pratiques des États-Unis, qui peuvent différer des normes et des pratiques du Canada. Il est à noter que lorsque nous utilisons le terme baril équivalent pétrole (bep) dans ce rapport trimestriel, ce terme peut être trompeur, surtout s'il est employé hors contexte. Le facteur de conversion en bep adopté, soit six mille pieds cubes en un baril, se fonde sur une méthode qui s'applique principalement à l'équivalence énergétique au bec du brûleur et ne représente pas une valeur équivalente à la tête du puits.

Pour comptabiliser des réserves dans les documents déposés auprès de la SEC, les sociétés pétrolières et gazières doivent prouver que ces réserves peuvent être produites économiquement et légalement dans les conditions économiques et d'exploitation actuelles. La preuve provient de la production réelle ou d'essais des couches concluants. L'utilisation de termes comme « *probables* », « *possibles* », « *récupérables* » ou « *réserves et ressources potentielles* » dans ce rapport trimestriel n'est pas conforme aux lignes directrices de la SEC applicables aux documents déposés auprès de la SEC.

Le tableau ci-dessous décrit les définitions de l'industrie que nous utilisons actuellement :

Définitions que Petro-Canada utilise	Référence
Réserves prouvées de pétrole et de gaz (comprenant à la fois les réserves prouvées mises en valeur et non mises en valeur)	Définition des réserves de la SEC des États-Unis (Accounting Rules Regulation S-X 210.4-10, FASB-69)
Réserves non prouvées, probables et possibles	Définitions de CIM (Petroleum Society) (Canadian Oil and Gas Evaluation Handbook, Vol. 1 Section 5)
Ressources éventuelles et prospectives	Définitions de la Society of Petroleum Engineers, du World Petroleum Congress et de l'American Association of Petroleum Geologists (définitions approuvées en février 2000)

Rien ne garantit qu'il soit économiquement viable ou techniquement faisable de produire une partie quelconque des ressources. Pour les besoins de ce rapport trimestriel, « *ressources totales* » fait référence au total des réserves et des ressources.

Selon les règles de la SEC, les réserves prouvées associées à nos activités d'exploitation minière de sables pétrolifères ne sont pas définies en tant qu'activité pétrolière et gazière. Ces réserves sont classées comme activité minière et sont estimées conformément à l'Industry Guide 7 de la SEC. Pour ses besoins de gestion interne, Petro-Canada considère ces réserves et leur mise en valeur comme faisant partie des activités d'exploration et de production globales de la Société.

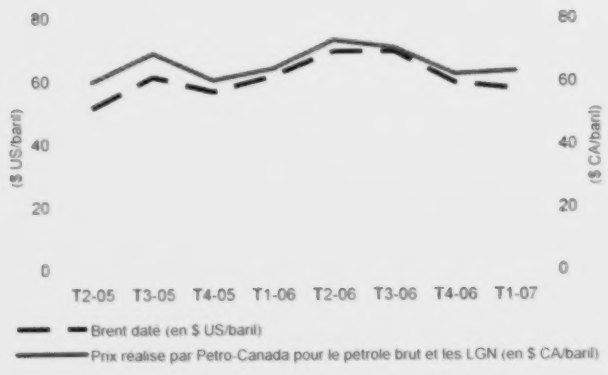
Partout dans ce rapport trimestriel, qu'il s'agisse des réserves totales de la Société, de la production totale de la Société, du ratio de remplacement des réserves total de la Société ou de l'indice de durée des réserves total de la Société, les montants sont calculés en fonction de la somme des activités pétrolières et gazières et des activités d'exploitation minière de sables pétrolifères. Avant redevances, les réserves prouvées associées à l'exploitation minière de sables pétrolifères à la fin de l'exercice 2006 se chiffraient à 345 millions de barils et la production annuelle tirée de l'exploitation minière de sables pétrolifères en 2006 s'est chiffrée à 11 millions de barils.

CONJONCTURE

Les prix du marché indiqués ci-dessous influent sur les prix moyens réalisés pour le pétrole brut, les LGN, le gaz naturel et les produits pétroliers, tels qu'ils figurent dans le tableau à la page 25.

AMONT

Pétrole brut

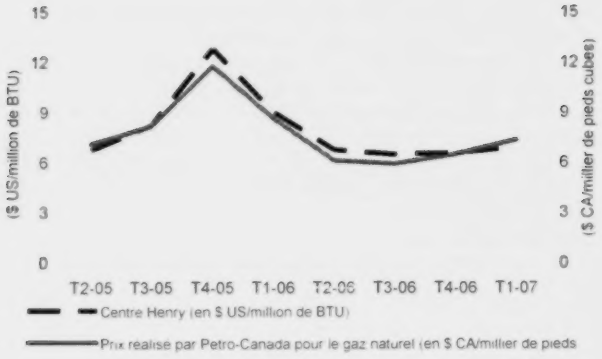


Les craintes d'un ralentissement économique aux États-Unis, les températures plus douces que les normales au début de 2007 et les niveaux élevés des stocks de pétrole brut ont entraîné une baisse des prix du pétrole au premier trimestre de 2007. Le prix du pétrole Brent daté a été en moyenne de 57,75 $ US/baril au premier trimestre de 2007, en baisse de 6 % par rapport à 61,75 $ US/baril au premier trimestre de 2006. Durant le premier trimestre de 2007, le taux de change moyen du dollar canadien par rapport au dollar américain a été de 0,85 $ US, en baisse par rapport à 0,87 $ US au premier trimestre de 2006.

Par conséquent, les prix en dollars canadiens réalisés par Petro-Canada à l'échelle de la Société pour le pétrole brut et les LGN tirés des activités poursuivies ont diminué de 1 %, passant de 64,18 $/baril au premier trimestre de 2006 à 63,46 $/baril au premier trimestre de 2007.

Au premier trimestre de 2007, l'écart de prix entre les pétroles Brent daté et Maya mexicain a diminué pour atteindre 12,39 $ US/baril, par rapport à 14,08 $ US/baril au premier trimestre de 2006. Au Canada, l'écart entre les pétroles Edmonton Light et Western Canada Select (WCS) a diminué pour se situer à 18,16 $/baril au premier trimestre de 2007, comparativement à 29,29 $/baril au premier trimestre de 2006.

Gaz naturel



Les prix nord-américains du gaz naturel ont été plus faibles au premier trimestre de 2007 comparativement au premier trimestre de 2006, ce qui reflète les niveaux élevés de gaz naturel en stockage et les températures plus douces que les normales au début de 2007. Au premier trimestre de 2007, les prix du gaz naturel NYMEX au centre Henry ont en été moyenne de 6,96 $ US/million de BTU, en baisse de 23 % par rapport à 9,08 $ US/million de BTU au premier trimestre de 2006.

Les prix en dollars canadiens réalisés par Petro-Canada pour le gaz de son secteur Gaz naturel nord-américain ont été en moyenne de 7,39 $/millier de pieds cubes (pi^3) au premier trimestre de 2007, en baisse de 15 % par rapport à 8,69 $/millier de pi^3 au premier trimestre de 2006, ce qui reflète les tendances des prix du marché.

AVAL

Les marges de craquage des raffineries 3-2-1 au port de New York ont été en moyenne de 11,35 $ US/baril au premier trimestre de 2007, en hausse de près de 60 % par rapport à 7,08 $ US/baril au premier trimestre de 2006. La hausse de la marge de craquage 3-2-1 reflète la vigueur continue de la demande aux États-Unis et une augmentation substantielle des marges de craquage pour l'essence, en raison d'un important recul des stocks américains d'essence. L'amélioration des marges des raffineries s'explique aussi par la vigueur soutenue des marges de craquage pour les distillats, en raison de la croissance de la demande de carburant diesel routier.

Les prix moyens du marché pour les périodes présentées ont été les suivants :

	Trois mois terminés le 31 mars	
	2007	2006
Brent daté à Sullom Voe *(en $ US/baril)*	**57,75**	61,75
West Texas Intermediate (WTI) à Cushing *(en $ US/baril)*	**58,16**	63,48
Écart de prix FAB Brent daté-Maya *(en $ US/baril)*	**12,39**	14,08
Edmonton Light *(en $ CA/baril)*	**67,79**	69,50
Écart de prix FAB Edmonton Light/Western Canada Select (WCS) *(en $ CA/baril)*	**18,16**	29,29
Gaz naturel au centre Henry *(en $ US/million de BTU)*	**6,96**	9,08
Gaz naturel au centre AECO *(en $ CA/millier de pi^3)*	**7,77**	9,67
Marge de craquage 3-2-1 au port de New York *(en $ US/baril)*	**11,35**	7,08
Taux de change *(en cents US/$ CA)*	**85,4**	86,6
Prix moyens réalisés – activités poursuivies		
Pétrole brut et LGN *(en $/baril)*	**63,46**	64,18
Gaz naturel *(en $/millier de pi^3)*	**7,32**	8,69

Le tableau ci-dessous montre les incidences après impôts estimatives que la variation de certains facteurs aurait pu avoir, si elle avait eu lieu, sur le bénéfice net lié aux activités poursuivies de Petro-Canada en 2006. Les montants sont en dollars canadiens, à moins d'indication contraire.

Facteur [1], [2]	Variation (+)	Incidence sur le bénéfice net annuel *(en millions de dollars)*	Incidence sur le bénéfice net annuel *(en $/action)* [3]
Amont			
Prix réalisé pour le pétrole brut et les LGN [4]	1,00 $/baril	39 $	0,08 $
Prix réalisé pour le gaz naturel	0,25 $/millier de pi^3	32	0,06
Taux de change : $ CA/$ US – fait référence à l'incidence sur le bénéfice lié aux activités d'amont poursuivies [5]	0,01 $	(33)	(0,07)
Production de pétrole brut et de LGN	1 000 barils/j	9	0,02
Production de gaz naturel	10 millions de pi^3/j	9	0,02
Aval			
Marge de craquage 3-2-1 au port de New York	0,10 $ US/baril	5	0,01
Écart de prix entre le brut léger et le brut lourd	1,00 $ US/baril	6	0,01
Société			
Taux de change : $ CA/$ US – fait référence à l'incidence de la réévaluation de la dette à long terme libellée en dollars américains [6]	0,01 $	14 $	0,03 $

(1) L'incidence de la variation d'un facteur peut être amplifiée ou amoindrie par les variations d'autres facteurs. Ce tableau ne tient pas compte des effets de l'interdépendance des facteurs.
(2) L'incidence de ces facteurs est donnée à titre indicatif.
(3) Les montants par action sont basés sur le nombre d'actions en circulation au 31 décembre 2006.
(4) Ce facteur d'influence est basé sur une variation équivalente du prix des pétroles WTI et Brent daté.
(5) Une appréciation du dollar canadien par rapport au dollar américain a une incidence négative sur le bénéfice lié aux activités d'amont poursuivies.
(6) Une appréciation du dollar canadien par rapport au dollar américain a une incidence positive sur le bénéfice de la Société relativement aux titres d'emprunt libellés en dollars américains de Petro-Canada. L'incidence fait référence aux gains ou aux pertes sur une tranche de 1,4 milliard $ US de la dette à long terme de la Société libellée en dollars américains et aux intérêts débiteurs sur la dette libellée en dollars américains. Les gains ou les pertes sur une tranche de 1,1 milliard $ US de la dette à long terme de la Société libellée en dollars américains, associée au secteur International autonome et aux activités dans les Rocheuses américaines incluses dans le secteur Gaz naturel nord-américain, sont reportés et sont inclus dans les capitaux propres.

STRATÉGIE D'ENTREPRISE

La stratégie de Petro-Canada est de créer de la valeur pour les actionnaires en améliorant la rentabilité des activités de base et en réalisant une croissance à long terme rentable.

En 2007, la production d'amont tirée des activités poursuivies devrait croître de l'ordre de 10 % à 20 %, conformément aux indications, par rapport à 2006, avec l'entrée en production de nouveaux projets. À plus long terme, le programme de dépenses en immobilisations de Petro-Canada prévoit que cinq projets majeurs, entrepris au cours des prochaines années, ajouteront de façon importante au bénéfice et aux flux de trésorerie liés à l'exploitation. La raffinerie d'Edmonton est en voie d'être convertie de façon à pouvoir traiter une charge d'alimentation provenant à 100 % de bitume à compter du troisième trimestre de 2008 et une décision d'investissement au sujet d'un nouveau cokeur à la raffinerie de Montréal devrait être prise au quatrième trimestre de 2007. De plus, la Société fait progresser deux importants projets de mise en valeur de sables pétrolifères (l'agrandissement de l'installation *in situ* MacKay River et le projet intégré de mine et d'usine de valorisation Fort Hills), ainsi qu'un projet de mise en valeur de gaz naturel en Syrie.

Priorités stratégiques	Progrès au cours du trimestre
RÉALISER UNE CROISSANCE RENTABLE EN METTANT L'ACCENT SUR DES ACTIFS À LONG TERME DONT NOUS SOMMES L'EXPLOITANT	• nous avons obtenu une production initiale du champ Buzzard, dans le secteur britannique de la mer du Nord • nous avons participé à une découverte de pétrole et foré deux découvertes de gaz naturel en mer du Nord • nous avons fait progresser la construction du projet de conversion de la raffinerie d'Edmonton, qui est maintenant achevée à 23 % et progresse comme prévu en vue de son démarrage planifié au troisième trimestre de 2008
FAIRE EN SORTE QUE NOS ACTIFS AFFICHENT UNE PERFORMANCE OPÉRATIONNELLE DU PREMIER QUARTILE	• nous avons enregistré un taux de fiabilité de 92 % à Terra Nova • nous avons exploité l'installation MacKay River selon un taux de fiabilité de 99 % • nous avons maintenu un taux de fiabilité supérieur à 98 % aux installations de traitement de gaz naturel de l'Ouest du Canada • nous avons enregistré un indice de fiabilité d'environ 96 aux raffineries d'Edmonton et de Montréal et à l'usine des lubrifiants • nous avons accru les ventes des dépanneurs de 10 % et les ventes des établissements comparables de 8 %, comparativement au premier trimestre de 2006
MAINTENIR UNE DISCIPLINE ET UNE FLEXIBILITÉ FINANCIÈRES	• nous avons terminé le trimestre avec un niveau d'endettement correspondant à 20,1 % du capital et un ratio de la dette sur les flux de trésorerie de 0,7 fois • nous avons racheté deux millions d'actions ordinaires à un prix moyen de 43,63 $/action pour un coût total de 87 millions $
CONTINUER À FAIRE TOUS LES EFFORTS POUR ÊTRE UNE ENTREPRISE RESPONSABLE	• nous avons cumulé plus de un million d'heures de travail sans incident entraînant un arrêt de travail sur la plateforme Hanze dans le secteur néerlandais de la mer du Nord

JALONS STRATÉGIQUES

2e trimestre 2007

- obtention prévue de la décision réglementaire au sujet du projet de construction d'une usine de regazéification à Gros-Cacouna
- accélération continue du taux de production à Buzzard
- achèvement de l'intégration de la raffinerie de Montréal et de l'usine de produits pétrochimiques de Chimie ParaChem s.e.c.

3e trimestre 2007

- publication du rapport de conception de base du projet et des estimations de coûts préliminaires pour Fort Hills
- obtention prévue d'une décision réglementaire au sujet du projet d'agrandissement de MacKay River

4e trimestre 2007

- multiplication par deux de la production dans les Rocheuses américaines, jusqu'à plus de 100 millions de pi^3 équivalent gaz d'ici la fin de l'exercice
- achèvement de l'amélioration de la capacité à Mackay River et raccordement d'un quatrième emplacement de puits
- prise d'une décision d'investissement au sujet d'un cokeur éventuel d'une capacité de 25 000 barils/jour à la raffinerie de Montréal
- entrée en production du champ Saxon, dans le secteur britannique de la mer du Nord

ANALYSE DU BÉNÉFICE ET DES FLUX DE TRÉSORERIE CONSOLIDÉS

Analyse du bénéfice

Au premier trimestre de 2006, Petro-Canada a procédé à la clôture de la vente des actifs producteurs parvenus à maturité de la Société en Syrie. Ces actifs et les résultats connexes sont présentés en tant qu'activités abandonnées et sont exclus des activités poursuivies.

	Trois mois terminés le 31 mars							
(en millions de dollars canadiens, sauf les montants par action)	**2007**		*(en $/action)*		2006		*(en $/action)*	
Bénéfice net	**590**	**$**	**1,19**	**$**	206	$	0,40	$
Bénéfice net lié aux activités abandonnées	**–**				152			
Bénéfice net lié aux activités poursuivies	**590**	**$**	**1,19**	**$**	54	$	0,11	$
Gain (perte) à la conversion de devises étrangères [1]	**16**				(1)			
Perte non réalisée sur les contrats dérivés associés à Buzzard [2]	**(60)**				(149)			
Gain à la vente d'éléments d'actif	**41**				2			
Bénéfice d'exploitation lié aux activités poursuivies	**593**	**$**			202	$		
Récupération (charge) liée à la rémunération à base d'actions	**8**				(42)			
Ajustements d'impôt	**–**				(242)			
Indemnités d'assurance	**5**				–			
Bénéfice d'exploitation lié aux activités poursuivies ajusté en fonction des éléments inhabituels	**580**	**$**	**1,17**	**$**	486	$	0,95	$
Bénéfice d'exploitation lié aux activités abandonnées ajusté en fonction des éléments inhabituels	**–**				18			
Bénéfice d'exploitation ajusté en fonction des éléments inhabituels	**580**	**$**	**1,17**	**$**	504	$	0,98	$

(1) La conversion de devises étrangères reflète les gains ou les pertes sur la dette à long terme libellée en dollars américains non associée au secteur International autonome ni aux activités dans les Rocheuses américaines incluses dans le secteur Gaz naturel nord-américain.

(2) Dans le cadre de son acquisition en juin 2004 d'une participation dans le champ Buzzard, dans le secteur britannique de la mer du Nord, la Société a conclu des contrats dérivés portant sur la moitié de sa quote-part de la production estimative pour les trois premières années et demie, à compter du 1er juillet 2007.

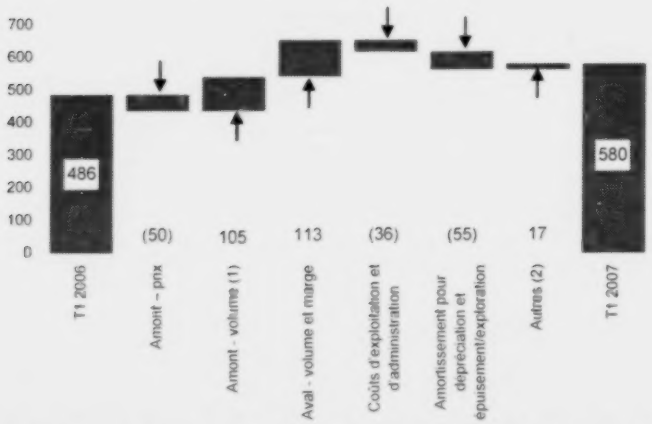
Le bénéfice d'exploitation lié aux activités poursuivies au premier trimestre de 2007 comprend une récupération de 8 millions $ liée à l'évaluation à la valeur de marché de la rémunération à base d'actions et des indemnités d'assurance de 5 millions $ liées à l'incendie à la plateforme Scott. Au premier trimestre de 2006, le bénéfice d'exploitation lié aux activités poursuivies comprenait une charge de 242 millions $ liée à l'ajustement du taux de l'impôt supplémentaire des sociétés au Royaume-Uni et une charge de 42 millions $ liée à l'évaluation à la valeur de marché de la rémunération à base d'actions.

Variation du bénéfice

ANALYSE DES FACTEURS – 1er TRIMESTRE 2007 COMPARATIVEMENT AU 1er TRIMESTRE 2006

Bénéfice d'exploitation lié aux activités poursuivies ajusté en fonction des éléments inhabituels

(en millions de dollars canadiens, après impôts)



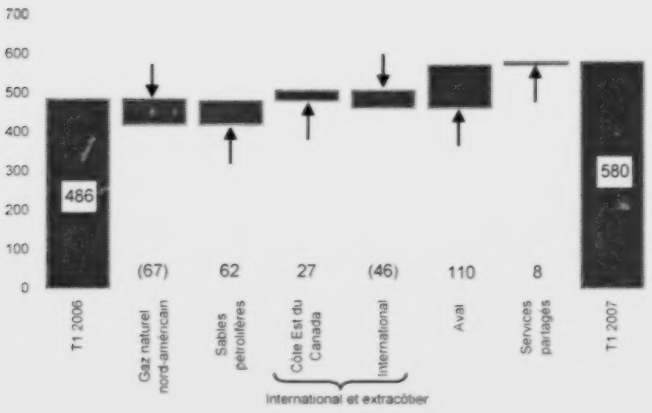
Le bénéfice d'exploitation lié aux activités poursuivies ajusté en fonction des éléments inhabituels a augmenté pour atteindre 580 millions $ (1,17 $/action) au premier trimestre de 2007, par rapport à 486 millions $ (0,95 $/action) au premier trimestre de 2006. La production d'amont et les marges de raffinage d'aval plus élevées ont été contrebalancées en partie par les prix réalisés moindres pour le gaz naturel, le pétrole brut et les LGN, ainsi que par l'amortissement pour dépréciation et épuisement et les frais d'exploration plus élevés.

(1) Le facteur « Amont – volume » comprend la portion de l'amortissement pour dépréciation et épuisement liée aux variations des niveaux de la production d'amont.

(2) Le facteur « Autres » comprend principalement les intérêts débiteurs, la conversion de devises étrangères, les modifications des taux d'imposition effectifs et les mouvements des stocks d'amont.

Bénéfice d'exploitation lié aux activités poursuivies ajusté en fonction des éléments inhabituels par secteur

(en millions de dollars canadiens, après impôts)



Le bénéfice d'exploitation lié aux activités poursuivies ajusté en fonction des éléments inhabituels sur une base sectorielle a augmenté de 19 % pour atteindre 580 millions $ au premier trimestre de 2007, comparativement à 486 millions $ au premier trimestre de 2006. L'augmentation du bénéfice d'exploitation lié aux activités poursuivies, ajusté en fonction des éléments inhabituels, au premier trimestre, a reflété le bénéfice d'exploitation ajusté en fonction des éléments inhabituels plus élevé des secteurs Aval, Sables pétrolifères et Côte Est du Canada et les coûts plus bas des Services partagés. Les résultats ont été contrebalancés en partie par le bénéfice d'exploitation ajusté en fonction des éléments inhabituels plus faible des secteurs Gaz naturel nord-américain et International.

Le bénéfice net au premier trimestre de 2007 a été de 590 millions $ (1,19 $/action), comparativement à 206 millions $ (0,40 $/action) à la même période de 2006. Le bénéfice net comprend le bénéfice net lié aux activités abandonnées, les gains ou les pertes à la conversion de devises étrangères, les gains ou les pertes non réalisés sur les contrats dérivés associés à Buzzard, ainsi que les gains ou les pertes à la vente d'éléments d'actif. Le bénéfice net a été plus élevé au premier trimestre de 2007 qu'au premier trimestre de 2006 en raison de l'ajustement du taux de l'impôt supplémentaire des sociétés au Royaume-Uni au premier trimestre de 2006, de gains à la conversion de devises étrangères, de pertes non réalisées moins importantes sur la couverture associée à Buzzard et de gains plus élevés à la vente d'éléments d'actif comparativement à la même période l'an dernier.

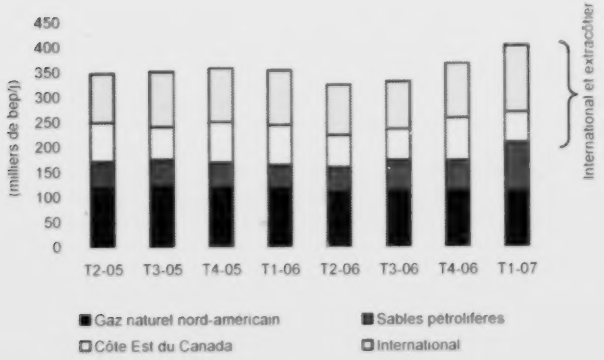
Au cours du premier trimestre de 2007, les flux de trésorerie liés aux activités poursuivies ont été de 1 166 millions $ (2,35 $/action), en hausse par rapport à 857 millions $ (1,67 $/action) au même trimestre de 2006. L'augmentation des flux de trésorerie reflète le bénéfice d'exploitation lié aux activités poursuivies plus élevé.

(en millions de dollars canadiens, sauf les montants par action)	Trois mois terminés le 31 mars 2007	31 déc. 2006	30 sept. 2006	30 juin 2006	31 mars 2006	31 déc. 2005	30 sept. 2005	30 juin 2005
Total des produits d'exploitation liés aux activités poursuivies	**4 841 $**	4 550 $	5 201 $	4 730 $	4 188 $	4 838 $	4 721 $	3 945 $
Bénéfice net lié aux activités poursuivies	**590 $**	384 $	678 $	472 $	54 $	668 $	593 $	322 $
Par action								
– de base	**1,19**	0,77	1,36	0,93	0,11	1,29	1,14	0,62
– diluée	**1,18**	0,76	1,34	0,92	0,10	1,28	1,13	0,61
Bénéfice net	**590 $**	384 $	678 $	472 $	206 $	714 $	614 $	345 $
Par action								
– de base	**1,19**	0,77	1,36	0,93	0,40	1,38	1,19	0,66
– diluée	**1,18**	0,76	1,34	0,92	0,40	1,36	1,17	0,66

AMONT

Production tirée des activités poursuivies

Petro-Canada convertit les volumes de gaz naturel en équivalent pétrole selon un facteur de 6 000 pi³ de gaz naturel pour un baril de pétrole. Les volumes de production présentés font référence à la participation directe nette avant redevances, à moins d'indication contraire.



Au premier trimestre de 2007, la production tirée des activités poursuivies a augmenté pour le troisième trimestre consécutif. Au premier trimestre de 2007, la production s'est chiffrée en moyenne à 405 000 bep/j nets revenant à Petro-Canada, en hausse par rapport à 355 000 bep/j nets au même trimestre de 2006. Les volumes accrus ont reflété l'ajout de projets en mer du Nord (Buzzard, De Ruyter et L5b-C) et la production plus élevée des secteurs Sables pétrolifères et Côte Est du Canada. Ces facteurs ont été contrebalancés en partie par l'épuisement naturel des champs dans le secteur Gaz naturel nord-américain.

Gaz naturel nord-américain

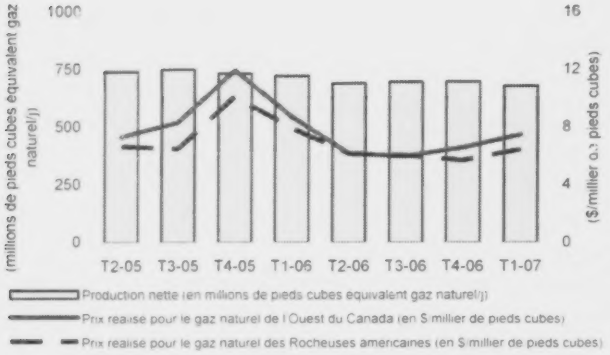
(en millions de dollars canadiens)	Trois mois terminés le 31 mars 2007	2006
Bénéfice net	**112 $**	139 $
Gain à la vente d'éléments d'actif	**40**	–
Bénéfice d'exploitation et bénéfice d'exploitation ajusté en fonction des éléments inhabituels	**72 $**	139 $
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation avant la variation du fonds de roulement hors caisse	**197 $**	264 $

Les prix plus faibles du gaz naturel et les baisses de production prévues ont entraîné une diminution du bénéfice d'exploitation du secteur Gaz naturel nord-américain au premier trimestre de 2007, comparativement à la même période l'an dernier.

Au premier trimestre de 2007, le secteur Gaz naturel nord-américain a enregistré un bénéfice d'exploitation ajusté en fonction des éléments inhabituels de 72 millions $, comparativement à 139 millions $ au premier trimestre de 2006. Une diminution des prix réalisés et des volumes, de même qu'une hausse des coûts d'exploitation, de l'amortissement pour dépréciation et épuisement et des frais d'exploration, expliquent la réduction du bénéfice d'exploitation. Les coûts d'exploitation accrus reflètent surtout les tensions sur les coûts à l'échelle de l'industrie.

Le bénéfice net du secteur Gaz naturel nord-américain a été de 112 millions $ au premier trimestre de 2007, en baisse par rapport à 139 millions $ au premier trimestre de 2006. Le bénéfice net au premier trimestre de 2007 comprend un gain de 40 millions $ à la vente des actifs Brazeau et West Pembina.

Production et prix – Gaz naturel nord-américain



La production du secteur Gaz naturel nord-américain au premier trimestre de 2007 affiche une diminution de 6 % par rapport à la même période de 2006. La production moindre reflète la vente des actifs Brazeau et West Pembina ainsi que l'épuisement naturel prévu des champs dans l'Ouest du Canada, contrebalancés en partie par la production de gaz naturel plus élevée dans les Rocheuses américaines.

Les prix réalisés pour le gaz naturel de l'Ouest du Canada et des Rocheuses américaines affichent une diminution de 14 % et de 19 %, respectivement, au premier trimestre de 2007 comparativement à la même période de 2006, ce qui reflète les tendances des prix du marché.

	Premier trimestre 2007	Premier trimestre 2006
Production nette *(en millions de pi³ équivalent gaz naturel/j)* [1]		
Ouest du Canada	**608**	674
Rocheuses américaines	**71**	49
Production totale nette du secteur Gaz naturel nord-américain	**679**	723
Prix réalisé pour le gaz naturel de l'Ouest du Canada *(en $ CA/millier de pi³)* [1]	**7,49 $**	8,74 $
Prix réalisé pour le gaz naturel des Rocheuses américaines *(en $ CA/millier de pi³)* [1]	**6,45 $**	7,95 $

(1) Des renseignements sur la production de pétrole brut et de LGN du secteur Gaz naturel nord-américain, y compris les prix moyens réalisés pour ces marchandises, sont présentés aux pages 24 et 25, respectivement.

Les usines à gaz et installations exploitées par Petro-Canada dans l'Ouest du Canada ont affiché un taux de fiabilité de 98 % au premier trimestre de 2007. La Société a achevé son programme de forage d'hiver nord-américain qui prévoyait le forage d'un total de 139 puits bruts. Par conséquent, le secteur a obtenu des débits initiaux considérables à partir de deux puits de développement et fait une découverte dans le cadre de l'exploration à Narraway et a en outre réalisé des programmes multipuits fructueux à Gilby, Kobes, Medecine Hat et dans le bassin Denver-Julesburg.

La production dans les Rocheuses américaines est passée à 71 millions de pi³ équivalent gaz naturel/j au premier trimestre de 2007, ce qui représente une augmentation de 45 % par rapport au même trimestre de 2006, principalement en raison de l'accélération de la production du champ Wild Turkey. La production dans les Rocheuses américaines devrait passer à 100 millions de pi³ équivalent gaz naturel/j d'ici la fin de 2007.

Révisions planifiées

Aucune révision importante n'est planifiée aux installations de traitement de gaz naturel de la Société pour 2007.

Autres développements

Des activités de forage sont près d'être achevées dans le cadre d'un programme d'exploration exploité par un partenaire et prévoyant trois puits dans la zone National Petroleum Reserve-Alaska (NPR-A).

Sables pétrolifères

(en millions de dollars canadiens)	Trois mois terminés le 31 mars 2007	2006
Bénéfice net (perte nette), bénéfice (perte) d'exploitation et bénéfice (perte) d'exploitation ajusté(e) en fonction des éléments inhabituels (1)	**43 $**	(19) $
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation avant la variation du fonds de roulement hors caisse	**115 $**	29 $

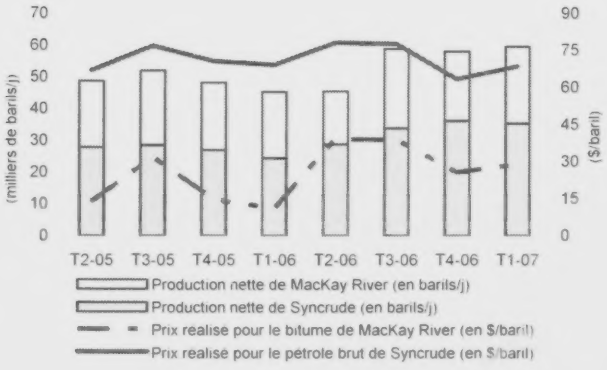
(1) Les mouvements des stocks de bitume du secteur Sables pétrolifères ont augmenté le bénéfice net de 3 millions $ avant impôts (2 millions $ après impôts) pour les trois mois terminés le 31 mars 2007. Le même facteur n'avait eu aucune incidence sur le bénéfice net avant impôts (néant million $ après impôts) pour les trois mois terminés le 31 mars 2006.

Le premier trimestre a été marqué par une production accrue à la fois à Syncrude et à MacKay River. Les prix du bitume sont demeurés élevés tout au long du premier trimestre de 2007, contribuant à un bénéfice d'exploitation record pour un premier trimestre.

Le secteur Sables pétrolifères a enregistré un bénéfice d'exploitation ajusté en fonction des éléments inhabituels de 43 millions $ au premier trimestre de 2007, en hausse par rapport à une perte d'exploitation de 19 millions $ au premier trimestre de 2006. Les prix réalisés élevés pour le bitume de MacKay River, ainsi que les volumes accrus à Syncrude et à MacKay River, se sont traduits par une augmentation du bénéfice d'exploitation ajusté en fonction des éléments inhabituels.

Au premier trimestre de 2007, le bénéfice net du secteur Sables pétrolifères a été de 43 millions $, en hausse par rapport à une perte nette de 19 millions $ au premier trimestre de 2006.

Production et prix – Sables pétrolifères



La production de Syncrude au premier trimestre de 2007 affiche une hausse de 44 % par rapport à la même période de 2006, ce qui reflète les opérations de la troisième phase d'agrandissement et la production accrue du cokeur 8-1, qui a fait l'objet d'une révision de 45 jours au premier trimestre de 2006. Ces facteurs ont été contrebalancés en partie par l'accélération d'une partie de la révision du cokeur 8-2 (prévue à l'origine pour l'automne 2007). Les prix réalisés par Syncrude au premier trimestre de 2007 affichent une baisse de 10 % par rapport au premier trimestre de 2006.

La production de MacKay River au premier trimestre de 2007 affiche une hausse de 16 % par rapport au premier trimestre de 2006, en raison de la production accrue provenant du troisième emplacement de puits. Les prix réalisés pour le bitume de MacKay River au premier trimestre de 2007 ont plus que doublé par rapport au premier trimestre de 2006.

	Premier trimestre 2007	Premier trimestre 2006
Production nette *(en barils/j)*		
Syncrude	**35 500**	24 600
MacKay River	**24 200**	20 800
Production totale nette du secteur Sables pétrolifères	**59 700**	45 400
Prix réalisé pour le pétrole brut de Syncrude *(en $/baril)*	**68,79 $**	69,29 $
Prix réalisé pour le bitume de MacKay River *(en $/baril)*	**29,08 $**	11,24 $

Projet Fort Hills

L'évaluateur indépendant des réserves de la coentreprise Fort Hills, Sproule Associates Limited, a achevé sa vérification et publié un rapport en date du 31 décembre 2006 qui augmente l'estimation des ressources éventuelles du projet Forts Hills pour la porter à 4,7 milliards de barils de bitume bruts (2,6 milliards de barils nets). Cette estimation accrue a été prise en compte dans l'estimation des ressources de Petro-Canada à la fin de l'exercice 2006.

Au premier trimestre de 2007, la Société a achevé son programme de forage hivernal visant à mieux délimiter les concessions et a entrepris le nettoyage du terrain. En juillet, la Société prévoit avoir achevé et faire connaître le rapport de conception de base et les estimations de coûts préliminaires pour le projet intégré de mine et d'usine de valorisation Fort Hills.

Projet d'agrandissement de l'installation MacKay River

Les travaux se sont poursuivis en ce qui concerne le rapport de conception de base pour le projet d'agrandissement proposé de l'installation *in situ* de MacKay River, qui vise une entrée en production à la fin de 2010 et l'atteinte d'une capacité de 40 000 barils/j additionnels par la suite. Une décision réglementaire au sujet du projet proposé est attendue au troisième trimestre de 2007 et la sanction du projet devrait avoir lieu en 2008.

Révisions planifiées

Au deuxième trimestre de 2007, Syncrude prévoit une révision de maintenance d'environ 30 jours du cokeur 8-3 pour augmenter le débit de cette unité jusqu'à sa pleine capacité nominale. Au moment de la remise en service du cokeur 8-3, Syncrude pourra exploiter les deux autres cokeurs à des taux réduits. Par conséquent, le reste de la révision planifiée du cokeur 8-2 qui était prévu à l'automne 2007 pourrait être reporté à 2008.

International et extracôtier

Au premier trimestre de 2007, la Société a combiné ses secteurs Côte Est du Canada et International sous une même structure de gestion. Le changement vise à optimiser et à développer les capacités liées à des activités similaires. Les secteurs Côte Est du Canada et International sont maintenant désignés collectivement sous le nom de secteur International et extracôtier.

Côte Est du Canada

(en millions de dollars canadiens)	Trois mois terminés le 31 mars 2007	2006
Bénéfice net, bénéfice d'exploitation et bénéfice d'exploitation ajusté en fonction des éléments inhabituels [1]	**256 $**	229 $
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation avant la variation du fonds de roulement hors caisse	**357 $**	292 $

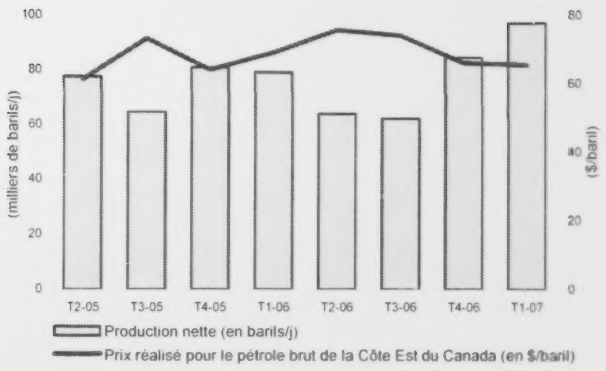
(1) Les mouvements des stocks de pétrole brut du secteur Côte Est du Canada ont augmenté le bénéfice net de 23 millions $ avant impôts (16 millions $ après impôts) pour les trois mois terminés le 31 mars 2007. Le même facteur avait augmenté le bénéfice net de 12 millions $ avant impôts (7 millions $ après impôts) pour les trois mois terminés le 31 mars 2006.

White Rose et Terra Nova ont connu une exploitation fiable au cours du trimestre tandis qu'Hibernia a devancé et réalisé avec succès sa révision planifiée.

Au premier trimestre de 2007, le secteur Côte Est du Canada a enregistré un bénéfice d'exploitation ajusté en fonction des éléments inhabituels de 256 millions $, en hausse par rapport à 229 millions $ au premier trimestre de 2006. Les volumes accrus à White Rose et à Terra Nova et les redevances moins élevées à Terra Nova ont été contrebalancés en partie par les prix réalisés plus faibles, la production moindre à Terra Nova, ainsi que l'amortissement pour dépréciation et épuisement et les frais d'exploration plus élevés.

Le bénéfice net du secteur Côte Est du Canada a été de 256 millions $ au premier trimestre de 2007, en hausse par rapport à 229 millions $ au premier trimestre de 2006.

Production et prix – Côte Est du Canada



La production du secteur Côte Est du Canada au premier trimestre de 2007 affiche une augmentation de 23 % par rapport à la même période de 2006. De solides opérations à Terra Nova et des volumes accrus à White Rose ont été contrebalancés en partie par des volumes plus faibles à Hibernia où la révision planifiée a été réalisée plus tôt que prévu. Cette révision devait avoir lieu à l'origine au troisième trimestre de 2007.

Les prix réalisés par le secteur Côte Est du Canada pour le pétrole brut au premier trimestre de 2007 affichent une diminution de 5 % par rapport au premier trimestre de 2006.

	Premier trimestre 2007	Premier trimestre 2006
Production nette *(en barils/j)*		
Terra Nova	**41 100**	26 100
Hibernia	**22 100**	35 800
White Rose	**34 100**	17 500
Production totale nette du secteur Côte Est du Canada	**97 300**	79 400
Prix moyen réalisé pour le pétrole brut *(en $/baril)*	**65,76 $**	69,21 $

Le navire de production, de stockage et de déchargement (NPSD) Terra Nova a fonctionné de façon fiable au premier trimestre de 2007. En décembre 2006, le NPSD Terra Nova a subi une défaillance mécanique d'une tête d'injection de la tourelle servant à l'injection d'eau dans le gisement. Sans injection d'eau, la production du gisement serait réduite. Une réparation temporaire a été effectuée à la fin de décembre et la production est revenue à des taux normaux de plus de 100 000 barils/j bruts (34 000 barils/j nets). Petro-Canada et le constructeur du matériel continuent de surveiller la réparation temporaire pendant que l'on élabore des plans pour une réparation complète de la tourelle. La réparation complète de la tourelle nécessite le démontage et le réassemblage de la tourelle supérieure et sera planifiée dans le cadre de la prochaine révision programmée soit en 2008, soit en 2009.

Durant le premier trimestre de 2007, le NPSD SeaRose à White Rose a continué de fonctionner de façon fiable, dépassant sa capacité nominale pour atteindre un volume de 124 000 barils/j bruts (34 100 barils/j nets). Le forage d'un septième puits de production dans le champ White Rose a débuté et une fois ce puits complété, il sera raccordé au NPSD SeaRose.

Révisions planifiées

Au début de 2007, Hibernia a subi une défaillance mécanique d'un des générateurs d'électricité principaux de la plateforme, ce qui a réduit la production. Pour atténuer l'incidence de la réparation du générateur principal sur la production, l'exploitant a devancé la révision planifiée pour le troisième trimestre, qui s'est achevée avec succès le 7 mars 2007.

Au deuxième trimestre de 2007, le NPSD Terra Nova fera l'objet d'une révision réglementaire obligatoire pour l'essai des systèmes d'urgence. Cette révision sera prolongée à 10 jours pour la réalisation d'autres réparations mineures. Cette révision ne devrait pas avoir d'incidence sur la production de Terra Nova pour l'exercice. À White Rose, une révision planifiée de 14 jours pour la réalisation d'inspections réglementaires, le remplacement d'un bec de torche de brûlage et des modifications mineures devrait commencer au début de juillet. Aucune activité de révision additionnelle n'est planifiée pour Hibernia en 2007.

Redevances du secteur Côte Est du Canada

Au premier trimestre de 2007, les redevances versées par le secteur Côte Est du Canada ont été en moyenne de 10 %, inchangées par rapport au premier trimestre de 2006. La production de Terra Nova a été assujettie à une redevance de base de 5 % des produits d'exploitation bruts jusqu'au milieu de février, lorsque le taux est revenu à la redevance de niveau 1 plus élevée. Les redevances de niveau 1 correspondent à 30 % des produits d'exploitation nets du champ. La redevance plus basse payable en janvier et en février à Terra Nova reflétait l'imputation des coûts de révision de 2006 aux produits d'exploitation bruts. Au premier trimestre de 2007, la production tirée de White Rose et d'Hibernia a continué d'être assujettie à des redevances de base de 1 % et de 5 % des produits d'exploitation bruts du champ, respectivement.

Autres développements

À la fin de mars 2007, White Rose a obtenu l'approbation réglementaire pour porter la production annuelle moyenne de pétrole du champ White Rose à 125 000 barils/j, par rapport à la limite autorisée actuelle de 100 000 barils/j. Une autre augmentation jusqu'à 137 000 barils/j est possible, sous réserve de l'acceptation réglementaire des résultats d'essais de rendement.

L'exploitant d'Hibernia s'emploie à répondre aux questions soulevées par le gouvernement de Terre-Neuve-et-Labrador en ce qui concerne sa demande de mise en valeur de l'extension sud du champ Hibernia.

International

Aux fins de présentation de l'information, Petro-Canada a regroupé les activités de son secteur International en deux régions : Mer du Nord (Royaume-Uni, Pays-Bas et Norvège) et Autre – International (Trinité-et-Tobago, Libye, Syrie et Venezuela) de façon à mieux refléter les participations de production et d'exploration existantes.

	Trois mois terminés le 31 mars	
(en millions de dollars canadiens)	**2007**	2006
Bénéfice net (perte nette) lié(e) aux activités poursuivies [1]	**9 $**	(281) $
Perte non réalisée sur les contrats dérivés associés à Buzzard	**(60)**	(149)
Bénéfice d'exploitation (perte) lié(e) aux activités poursuivies	**69 $**	(132) $
Indemnités d'assurance liées à Scott	**5**	–
Ajustements d'impôt	**–**	(242)
Bénéfice d'exploitation lié aux activités poursuivies ajusté en fonction des éléments inhabituels	**64 $**	110 $
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation poursuivies avant la variation du fonds de roulement hors caisse	**222 $**	211 $

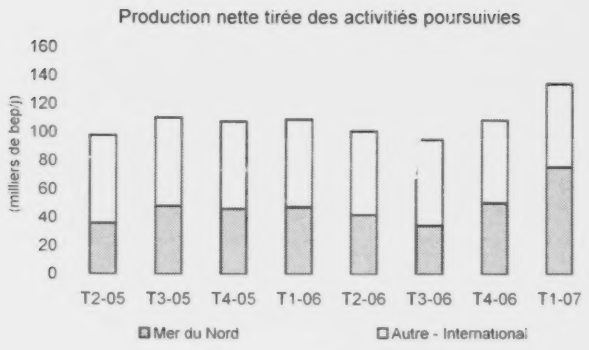
(1) Les mouvements des stocks de pétrole brut du secteur International ont réduit le bénéfice net lié aux activités poursuivies de 45 millions $ avant impôts (28 millions $ après impôts) pour les trois mois terminés le 31 mars 2007. Le même facteur avait réduit la perte nette liée aux activités poursuivies de 36 millions $ avant impôts (néant million $ après impôts) pour les trois mois terminés le 31 mars 2006.

La production en mer du Nord a augmenté avec l'entrée en production de Buzzard au premier trimestre de 2007. En même temps, Petro-Canada a obtenu du succès au chapitre de l'exploration en participant au forage d'une découverte de pétrole et en forant deux découvertes de gaz en mer du Nord. Sur le plan financier, l'incidence positive d'une production accrue a été plus que contrebalancée par un élément non récurrent et un écart temporaire important entre les ventes et la production.

Le secteur International a enregistré un bénéfice d'exploitation lié aux activités poursuivies ajusté en fonction des éléments inhabituels de 64 millions $ au premier trimestre de 2007, en baisse par rapport à 110 millions $ au premier trimestre de 2006. Le bénéfice d'exploitation lié aux activités poursuivies ajusté en fonction des éléments inhabituels a été touché de façon négative par un écart temporaire important entre les ventes et la production et des coûts non récurrents pour un reconditionnement de puits réussi en mer du Nord. L'effet combiné de ces facteurs a réduit le bénéfice d'exploitation lié aux activités poursuivies ajusté en fonction des éléments inhabituels de 51 millions $ au premier trimestre de 2007, comparativement au premier trimestre de 2006. L'incidence positive d'une production accrue au cours du trimestre a été contrebalancée par des prix réalisés plus faibles.

Au premier trimestre de 2007, le secteur International a réalisé un bénéfice net lié aux activités poursuivies de 9 millions $, comparativement à une perte nette de 281 millions $ au premier trimestre de 2006. Le bénéfice net lié aux activités poursuivies au premier trimestre de 2007 comprend une perte non réalisée de 60 millions $ sur les contrats dérivés associés à Buzzard et des indemnités d'assurance de 5 millions $ liées à l'incendie à la plateforme Scott. Le bénéfice net lié aux activités poursuivies au premier trimestre de 2006 comprenait une charge de 242 millions $ liée à l'ajustement du taux d'imposition supplémentaire des sociétés au Royaume-Uni et une perte non réalisée de 149 millions $ sur les contrats dérivés associés à Buzzard.

Production et prix – International



La production tirée des activités poursuivies du secteur International au premier trimestre de 2007 affiche une augmentation de 23 % par rapport à la même période de 2006.

La production provenant des secteurs britannique et néerlandais de la mer du Nord au premier trimestre de 2007 affiche une augmentation de 59 % par rapport à la même période l'an dernier, ce qui reflète l'ajout de Buzzard, de De Ruyter et de L5b-C, contrebalancé en partie par l'épuisement naturel prévu des champs. La production de la région Autre – International au premier trimestre de 2007 affiche une diminution de 4 % par rapport au premier trimestre de 2006, principalement en raison d'un quota de l'Organisation des pays exportateurs de pétrole (OPEP) en Libye, de la maintenance d'équipement et de l'épuisement naturel de la production.

	Premier trimestre 2007	Premier trimestre 2006
Production tirée des activités poursuivies nette *(en bep/j)*		
Secteur britannique de la mer du Nord	**50 200**	32 800
Secteur néerlandais de la mer du Nord	**25 600**	15 000
Mer du Nord	**75 800**	47 800
Autre – International	**59 000**	61 700
Production totale nette du secteur International	**134 800**	109 500
Prix moyens réalisés pour le pétrole brut et les LGN tirés des activités poursuivies *(en $/baril)*	**67,89 $**	71,28 $
Prix moyen réalisé pour le gaz naturel tiré des activités poursuivies *(en $/millier de pi^3)*	**7,00 $**	8,69 $

Les prix réalisés pour les marchandises tirées des activités poursuivies du secteur International sont demeurés élevés, les prix réalisés pour le pétrole brut et les LGN affichant une diminution de 5 % au premier trimestre de 2007 comparativement à la même période de 2006. Les prix réalisés pour le gaz naturel tiré des activités poursuivies affichent quant à eux une diminution de 19 % au premier trimestre de 2007 comparativement à la même période l'an dernier.

Mer du Nord

Dans le secteur britannique de la mer du Nord, le champ pétrolifère Buzzard est entré en service le 7 janvier 2007, conformément au calendrier et au budget prévus. La production du champ Buzzard s'est chiffrée en moyenne à environ 83 900 barils/j bruts (25 100 barils/j nets) au premier trimestre de 2007. En ce qui concerne l'exploration, la zone prometteuse Golden Eagle exploitée par un partenaire dans la licence P928 a été forée jusqu'à une profondeur d'environ 2 286 mètres et le puits a traversé une zone productrice nette de 37 mètres. Le puits, qui a donné un débit d'essai de plus de 4 000 barils/j de pétrole léger sulfureux, a été dévié en vue d'une évaluation de l'accumulation. La Société travaille avec ses partenaires à la préparation d'un plan de mise en valeur. Petro-Canada détient une participation de 25 % dans la découverte Golden Eagle.

Dans le secteur néerlandais de la mer du Nord, l'installation De Ruyter exploitée par Petro-Canada a continué de fonctionner à un taux de 27 000 barils/j bruts (environ 14 600 barils/j nets) au premier trimestre de 2007, ce qui correspond à la capacité de production nominale des installations de la plateforme. La Société a foré deux puits d'exploration fructueux (van Nes et van Brakel) près de De Ruyter, dont Petro-Canada est l'exploitant avec une participation directe de 50 % et de 60 %, respectivement. Le puits van Nes a été foré jusqu'à une profondeur de 2 048 mètres et a traversé une zone gazière productrice nette de 38 mètres, tandis que le puits van Brakel a été foré jusqu'à une profondeur de 1 598 mètres et a traversé une zone gazière productrice nette de 24 mètres. Les puits van Nes et van Brakel ont été suspendus en tant que découvertes de gaz et la Société évalue ses options pour la mise en valeur.

En Norvège, la Société a été l'adjudicataire de sept licences de production additionnelles dans le cadre de la ronde de 2006 des Awards in Predefined Areas (APA). Petro-Canada est l'exploitant de deux des sept licences.

Autre – International

La production en Libye s'est chiffrée en moyenne à 46 500 bep/j au premier trimestre de 2007, en baisse par rapport à 50 700 bep/j au même trimestre de 2006. L'application d'un quota de l'OPEP, la maintenance d'équipement et l'épuisement des champs ont restreint la production au premier trimestre de 2007. En janvier 2007, la National Oil Corporation of Libya (NOC) a annoncé un quota de l'OPEP applicable aux champs de la Société détenus en coentreprise, représentant une réduction de 6 % de la production. Au premier trimestre de 2007, la NOC a renommé toutes les coentreprises actives en Libye. Le nom de la coentreprise de Petro-Canada est passé de Veba Oil Operations (VOO) à Harouge Oil Operation (HOO).

En Syrie, la Société se prépare à entreprendre un programme de deux puits dans le bloc II. Le forage du premier puits devrait démarrer au cours du deuxième trimestre de 2007. Le puits d'exploration Zotti en Algérie a été abandonné en tant que puits sec au premier trimestre de 2007.

La production de gaz au large de Trinité-et-Tobago s'est chiffrée en moyenne à 75 millions de pi^3/j au premier trimestre de 2007, comparativement à 66 millions de pi^3/j au premier trimestre de 2006. La production accrue reflète la capacité de la Société de tirer parti d'occasions à court terme de fournir des volumes additionnels aux trains de gaz naturel liquéfié d'Atlantic. La Société a continué de définir des emplacements de puits pour ses plans de forage d'exploration dans les blocs 1a, 1b et 22, en réalisant des études environnementales et d'emplacement de puits au premier trimestre de 2007.

Projet gazier Ebla

Au premier trimestre de 2007, une équipe de projet a été créée à Damas pour diriger la mise en valeur et la production de 80 millions de pi^3/j de gaz naturel en Syrie, l'entrée en production des champs étant prévue pour 2010. L'évaluation des soumissions pour les appareils de forage et les études portant sur les installations sont en cours. Un programme sismique devrait débuter et le contrat pour l'ingénierie et la conception préliminaires devrait être attribué au deuxième trimestre de 2007.

Activités abandonnées

Le 31 janvier 2006, Petro-Canada a procédé à la clôture de la vente des actifs producteurs parvenus à maturité de la Société en Syrie à une coentreprise de sociétés appartenant à Oil and Natural Gas Corporation Limited de l'Inde et à China National Petroleum Corporation de la Chine, pour un produit net de 640 millions $. La vente a donné lieu à un gain à la cession de 134 millions $, comptabilisé au premier trimestre de 2006. Cette vente est conforme à la stratégie de Petro-Canada visant à accroître la proportion d'actifs à long terme exploités au sein du portefeuille. Les activités de Petro-Canada en Syrie continuent d'être importantes pour la région productrice Autre - International, avec un programme d'exploration actif dans le bloc II et l'ajout du projet de mise en valeur de gaz naturel Ebla en Syrie au cours de 2006.

Activités abandonnées	**Trois mois terminés le 31 mars**	
(en millions de dollars canadiens, à moins d'indication contraire)	**2007**	2006
Bénéfice net lié aux activités abandonnées	**– $**	152 $
Gain à la vente d'éléments d'actif	–	134
Bénéfice d'exploitation lié aux activités abandonnées	**– $**	18 $
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation avant la variation du fonds de roulement hors caisse	**– $**	17 $
Production nette *(en bep/j)*		22 000
Prix moyen réalisé pour le pétrole brut et les LGN *(en $/baril)*	**– $**	71,84 $
Prix moyen réalisé pour le gaz naturel *(en $/millier de pi^3)*	**– $**	7,94 $

AVAL

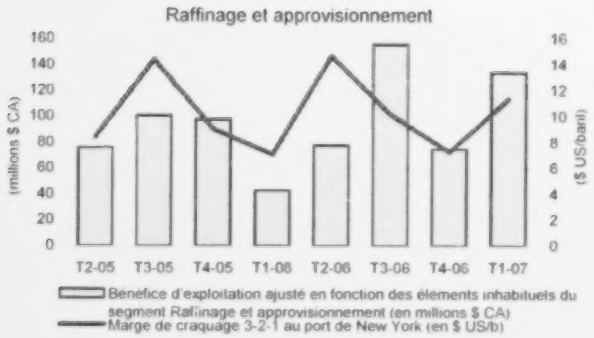
(en millions de dollars canadiens)	Trois mois terminés le 31 mars 2007	2006
Bénéfice net	**184 $**	75 $
Gain à la vente d'éléments d'actif	**1**	2
Bénéfice d'exploitation et bénéfice d'exploitation ajusté en fonction des éléments inhabituels	**183 $**	73 $
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation avant la variation du fonds de roulement hors caisse	**282 $**	135 $

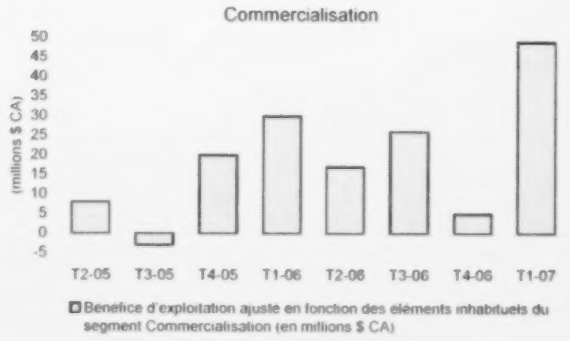
Une solide exécution a permis au secteur Aval de tirer parti des avantages de marges de raffinage élevées et d'une forte demande de produits pétroliers à la grandeur du continent pour réaliser le bénéfice d'exploitation trimestriel le plus élevé de son histoire.

Au premier trimestre de 2007, le secteur Aval a enregistré un bénéfice d'exploitation ajusté en fonction des éléments inhabituels de 183 millions $, nettement en hausse par rapport à 73 millions $ au même trimestre de 2006. L'augmentation du bénéfice d'exploitation reflète les marges réalisées plus élevées dans presque tous les segments de l'entreprise. Ce facteur a été contrebalancé en partie par l'amortissement pour dépréciation et épuisement plus élevé.

Le bénéfice net du secteur Aval a été de 184 millions $ au premier trimestre de 2007, comparativement à 75 millions $ au même trimestre de 2006.

Bénéfice d'exploitation du secteur Aval ajusté en fonction des éléments inhabituels





	Premier trimestre 2007	Premier trimestre 2006
Bénéfice d'exploitation ajusté en fonction des éléments inhabituels du segment Raffinage et approvisionnement *(en millions de dollars canadiens)*	**134 $**	43 $
Marge de craquage 3-2-1 au port de New York *(en $ US/baril)*	**11,35 $**	7,08 $
Bénéfice (perte) d'exploitation ajusté(e) en fonction des éléments inhabituels du segment Commercialisation *(en millions de dollars canadiens)*	**49 $**	30 $

La marge de craquage des raffineries 3-2-1 au port de New York a été en moyenne de 11,35 $ US/baril au premier trimestre de 2007, le plus haut niveau jamais atteint pour un premier trimestre, en hausse de près de 60 % par rapport à 7,08 $/baril au premier trimestre de 2006. La hausse de la marge de craquage 3-2-1 reflète la vigueur continue de la demande aux États-Unis et une augmentation substantielle des marges de craquage pour l'essence due à une importante diminution des stocks d'essence aux États-Unis. L'écart de prix entre les bruts légers et les bruts lourds au niveau international a été de 12,39 $ US/baril au premier trimestre de 2007, comparativement à 14,08 $ US/baril au premier trimestre de 2006.

Au premier trimestre de 2007, les ventes totales de produits pétroliers raffinés ont augmenté comparativement à la même période l'an dernier, ce qui reflète la demande accrue dans l'industrie et les températures hivernales plus froides dans l'Est du Canada.

Le segment Raffinage et approvisionnement a enregistré un bénéfice d'exploitation ajusté en fonction des éléments inhabituels de 134 millions $ au premier trimestre de 2007, nettement en hausse par rapport à 43 millions $ au même trimestre de 2006. Les résultats ont reflété les marges accrues sur les essences, les distillats, les lubrifiants et les produits pétrochimiques. Ces facteurs ont été contrebalancés en partie par des rendements en produits légèrement inférieurs dans les raffineries. En 2006, le bénéfice d'exploitation ajusté en fonction des éléments inhabituels du segment Raffinage et approvisionnement avait subi l'incidence négative de l'incendie à l'usine de lubrifiants.

Le segment Commercialisation a enregistré un bénéfice d'exploitation ajusté en fonction des éléments inhabituels de 49 millions $ au premier trimestre de 2007, comparativement à 30 millions $ au premier trimestre de 2006. Au premier trimestre de 2007, les résultats du segment Commercialisation reflètent les ventes et les marges accrues pour les carburants, les lubrifiants et les produits non pétroliers. Les marges du segment Commercialisation continuent d'être touchées par la vive concurrence dans plusieurs marchés majeurs au Canada.

Activités de révision dans le secteur Aval

Au deuxième trimestre de 2007, les raffineries de Montréal et d'Edmonton ont planifié des activités de maintenance courante portant sur des unités à l'intérieur des raffineries, dont aucune ne devrait être importante. L'usine de lubrifiants réalisera une révision planifiée de 22 jours au deuxième trimestre de 2007.

Projet de conversion de la raffinerie d'Edmonton

À la raffinerie d'Edmonton, la Société investit dans la conversion des installations en vue de pouvoir utiliser exclusivement une charge d'alimentation à base de bitume. Le programme de conversion de raffinerie permettra à Petro-Canada de valoriser directement 26 000 barils/j de bitume et de traiter 48 000 barils/j de pétrole brut synthétique sulfureux, de façon à remplacer la charge d'alimentation en brut léger classique qui y est raffinée aujourd'hui.

À la fin du premier trimestre de 2007, Petro-Canada avait achevé 23 % de la construction et tous les principaux récipients et modules étaient sur le site. De l'investissement total estimé à 2 milliards $, environ 55 % avaient été affectés à la fin du premier trimestre de 2007. Le projet continue de progresser en vue d'un démarrage au troisième trimestre de 2008.

SOCIÉTÉ

Services partagés *(en millions de dollars canadiens)*	**Trois mois terminés le 31 mars** **2007**	2006
Perte nette	**(14) $**	(89) $
Gain (perte) à la conversion de devises étrangères	**16**	(1)
Perte d'exploitation	**(30) $**	(88) $
Récupération (charge) de la rémunération à base d'actions	**8**	(42)
Perte d'exploitation ajustée en fonction des éléments inhabituels	**(38) $**	(46) $
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation avant la variation du fonds de roulement hors caisse	**(7) $**	(74) $

Les Services partagés ont enregistré une perte d'exploitation ajustée en fonction des éléments inhabituels de 38 millions $ au premier trimestre de 2007, comparativement à une perte de 46 millions $ à la même période en 2006. La perte d'exploitation du premier trimestre de 2007 comprend une récupération de 8 millions $ liée à l'évaluation à la valeur de marché de la rémunération à base d'actions, comparativement à une charge de 42 millions $ au premier trimestre de 2006.

Les intérêts débiteurs ont été de 42 millions $ avant impôts durant le premier trimestre de 2007, en baisse par rapport à 45 millions $ au premier trimestre de l'exercice précédent.

Au premier trimestre de 2007, les Services partagés ont enregistré une perte nette de 14 millions $, comparativement à une perte de 89 millions $ au premier trimestre de 2006. La perte nette des Services partagés comprend des gains et des pertes à la conversion de devises étrangères liées à la dette à long terme.

Les flux de trésorerie ont subi l'incidence de deux éléments qui occasionnent typiquement des écarts entre le bénéfice et les flux de trésorerie. Les reports d'impôts attribuables à la société en nom collectif d'amont de la Société ont augmenté les flux de trésorerie d'environ 10 millions $ au cours du trimestre, comparativement à une diminution de 15 millions $ à la même période l'an dernier. La méthode d'évaluation des stocks prescrite aux fins de l'impôt dans le secteur Aval n'a pas eu d'incidence sur les flux de trésorerie au premier trimestre de 2007, alors qu'elle les avait diminués de 15 millions $ au premier trimestre de 2006.

LIQUIDITÉS ET SOURCES DE FINANCEMENT

Sommaire des flux de trésorerie

(en millions de dollars canadiens)	Trois mois terminés le 31 mars 2007	2006
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation poursuivies	**1 166 $**	886 $
Diminution du fonds de roulement lié aux activités d'exploitation poursuivies	**–**	(29)
Flux de trésorerie liés aux activités poursuivies	**1 166 $**	857 $
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation abandonnées	**–**	15
Augmentation du fonds de roulement hors caisse lié aux activités d'exploitation abandonnées	**–**	2
Flux de trésorerie	**1 166 $**	874 $
Rentrées (sorties) nettes de fonds liées aux :		
Activités d'investissement avant la variation du fonds de roulement hors caisse	**(651)**	(123)
Activités de financement avant la variation du fonds de roulement hors caisse	**(148)**	(506)
(Augmentation) diminution du fonds de roulement hors caisse	**(59)**	39
Augmentation de la trésorerie et des équivalents de trésorerie	**308 $**	284 $
Trésorerie et équivalents de trésorerie	**807 $**	1 073 $

La stratégie de financement de Petro-Canada est conçue pour maintenir la capacité et la flexibilité financières propres à soutenir une croissance rentable, quelle que soit la conjoncture. Deux mesures clés que Petro-Canada utilise pour mesurer la capacité financière globale de la Société sont le ratio dette/flux de trésorerie et le ratio dette/dette plus les capitaux propres. Le ratio dette/flux de trésorerie lié aux activités poursuivies de Petro-Canada, une importante mesure de l'effet de levier à court terme, était de 0,7 fois au 31 mars 2007, soit à l'intérieur de la fourchette cible de la Société qui est d'au plus 2,0 fois. Le ratio dette/dette plus les capitaux propres, la mesure à long terme de la structure du capital, était de 20,1 % au 31 mars 2007, au-dessous de la fourchette cible de la Société qui est de 25 % à 35 %.

Ratios financiers	**31 mars 2007**	31 décembre 2006	31 mars 2006
Dette/flux de trésorerie [1] *(en nombre de fois)*	**0,7**	0,8	0,8
Dette/dette plus capitaux propres *(en pourcentage)*	**20,1**	21,7	23,9

(1) Lié aux activités poursuivies.

Activités d'exploitation

En excluant la trésorerie et les équivalents de trésorerie et la tranche à court terme de la dette à long terme, le fonds de roulement déficitaire lié à l'exploitation était de 1 016 millions $ à la fin du premier trimestre de 2007, relativement inchangé par rapport à un fonds de roulement déficitaire lié à l'exploitation de 1 014 millions $ au 31 décembre 2006.

Activités d'investissement

(en millions de dollars canadiens)	Trois mois terminés le 31 mars 2007	2006
Amont		
Gaz naturel nord-américain	**205 $**	213 $
Sables pétrolifères	**90**	119
International et extracôtier		
Côte Est du Canada	**38**	53
International [1]	**157**	121
	490	506
Aval		
Raffinage et approvisionnement	**205**	237
Ventes et marketing	**14**	8
Lubrifiants	**2**	6
	221	251
Services partagés	**5**	1
Total des dépenses en immobilisations corporelles et des frais d'exploration	**716**	758
Charges reportées et autres éléments d'actif	**17**	9
Total – activités poursuivies	**733**	767
Activités abandonnées	**–**	1
Total	**733 $**	$ 768 $

(1) Les dépenses du secteur International excluent les dépenses en immobilisations liées aux actifs producteurs syriens parvenus à maturité que la Société a vendus en janvier 2006.

Activités de financement

À la fin du premier trimestre de 2007, les facilités de crédit consortiales consenties à la Société totalisaient 2 200 millions $. La Société disposait aussi de facilités de crédit à vue bilatérales de 1 001 millions $. Un montant total de 1 543 millions $ prélevé sur les facilités de crédit était utilisé pour des lettres de crédit et la couverture de découvert au 31 mars 2007. Les facilités consortiales fournissent aussi les liquidités nécessaires au soutien du programme de papier commercial de Petro-Canada. Aucun papier commercial n'était en cours à la fin du premier trimestre de 2007.

Au 31 mars 2007, les titres d'emprunt non garantis à long terme de la Société étaient cotés Baa2 par Moody's Investors Services, BBB par Standard & Poor's Corp. et A (bas) par Dominion Bond Rating Service. Ces cotes de crédit attribuées à la dette à long terme de la Société sont demeurées inchangées par rapport à la fin de l'exercice 2006.

Remise d'argent aux actionnaires

Les utilisations prioritaires de l'encaisse de Petro-Canada sont de financer le programme d'immobilisations et les occasions de croissance rentable et de remettre de l'argent aux actionnaires par la voie de dividendes et d'un programme de rachat d'actions. Le programme d'offre publique de rachat d'actions dans le cours normal des activités de Petro-Canada, qui se poursuit jusqu'au 21 juin 2007, autorise la Société à acheter jusqu'à 5 % de ses actions ordinaires en circulation, sous réserve de certaines conditions. Le niveau d'activité du programme de rachat d'actions en 2006 reflète l'utilisation du produit de la vente des actifs syriens parvenus à maturité pour racheter des actions.

	Actions rachetées		**Prix moyen**		**Coût total** *(en millions $)*	
Période	**2007**	2006	**2007**	2006	**2007**	2006
Premier trimestre	**2 000 000**	8 786 800	**43,63 $**	54,14 $	**87 $**	476 $

Passif éventuel et obligations contractuelles

Les obligations contractuelles sont résumées dans le rapport de gestion annuel 2006 de la Société et les éléments de passif éventuels sont communiqués à la note 25 des états financiers consolidés annuels de 2006. Les obligations contractuelles totales au 31 décembre 2006, en incluant les contrats d'achat d'approvisionnements, tel qu'il est indiqué dans la note de bas de page du tableau à la page 17 du rapport de gestion annuel 2006, conclus aux prix du marché lorsque les produits pourraient raisonnablement être revendus sur le marché, étaient de 29,6 milliards $. Au cours du premier trimestre de 2007, les obligations contractuelles totales ont diminué d'environ 2 milliards $ en raison des volumes des contrats d'achat d'approvisionnements plus faibles dans le secteur Aval.

Activités hors bilan

La Société est partie à certains contrats de concessionnaires des ventes au détail qui se qualifient en tant qu'entités à détenteurs de droits variables, tel qu'il en est question à la note 26 des états financiers consolidés annuels 2006. Ces entités ne sont pas consolidées, car Petro-Canada n'est pas le principal bénéficiaire et que l'exposition maximale de la Société au risque de pertes susceptibles de découler de ces contrats ne devrait pas être importante.

RISQUE

Contrats dérivés

Dans le cadre de son acquisition d'une participation dans le champ Buzzard, dans le secteur britannique de la mer du Nord, Petro-Canada a conclu une série de contrats dérivés liés à la vente future de pétrole brut sur la base des prix du pétrole brut Brent. Par suite de l'augmentation des prix du pétrole brut Brent au premier trimestre de 2007, par rapport au quatrième trimestre de 2006, la perte non réalisée évaluée à la valeur de marché sur ces contrats dérivés a été de 60 millions $ après impôts au premier trimestre de 2007. Cela se compare à une perte non réalisée de 149 millions $ après impôts au premier trimestre de 2006.

Au 31 mars 2007, il n'y avait pas eu de changement important des risques ou des activités de gestion des risques de la Société depuis le 31 décembre 2006. Les activités de gestion des risques de Petro-Canada sont menées conformément à des politiques et à des lignes directrices établies par le Conseil d'administration. Les lecteurs devraient se reporter à la notice annuelle 2006 de Petro-Canada et à la section traitant de la gestion des risques du rapport de gestion annuel 2006.

INFORMATION SUR L'ACTIONNARIAT

Au 31 mars 2007, le nombre total d'actions ordinaires de Petro-Canada en circulation était de 495,8 millions et, en moyenne au premier trimestre 2007, ce nombre était de 497,0 millions, comparativement à 507,5 millions d'actions ordinaires en circulation au 31 mars 2006 et à un nombre moyen de 512,9 millions d'actions ordinaires en circulation pour le trimestre terminé le 31 mars 2006.

PRINCIPALES DONNÉES D'EXPLOITATION
31 mars 2007

	Trois mois terminés le 31 mars 2007	2006
Avant redevances		
Production nette de pétrole brut et de LGN *(en milliers de barils/j)*		
Gaz naturel nord-américain [1]	**12,4**	14,7
Sables pétrolifères	**59,7**	45,4
International et extracôtier		
Côte Est du Canada	**97,3**	79,4
International		
Mer du Nord	**64,5**	34,8
Autre – International [2]	**46,5**	50,7
	280,4	225,0
Production nette de gaz naturel, en excluant les produits d'injection *(en millions de pi³/j)*		
Gaz naturel nord-américain [1]	**605**	635
International		
Mer du Nord	**68**	78
Autre – International [2]	**75**	66
	748	779
Production totale tirée des activités poursuivies *(en milliers de bep/j)*, nette avant redevances [3]	**405**	355
Activités abandonnées		
Production nette de pétrole brut et de LGN *(en milliers de barils/j)*	**–**	20,6
Production nette de gaz naturel, à l'exclusion des produits d'injection *(en millions de pi³/j)*	**–**	8
Production totale tirée des activités abandonnées *(en milliers de bep/j)*, nette avant redevances [3]	**–**	22
Production totale *(en milliers de bep/j)*, nette avant redevances [3]	**405**	377
Après redevances		
Production nette de pétrole brut et de LGN *(en milliers de barils/j)*		
Gaz naturel nord-américain [1]	**9,5**	11,3
Sables pétrolifères	**55,2**	42,8
International et extracôtier		
Côte Est du Canada	**87,2**	71,1
International		
Mer du Nord	**64,5**	34,8
Autre – International [2]	**41,3**	45,7
	257,7	205,7
Production nette de gaz naturel, en excluant les produits d'injection *(en millions de pi³/j)*		
Gaz naturel nord-américain [1]	**477**	487
International		
Mer du Nord	**68**	78
Autre – International [2]	**50**	32
	595	597
Production totale tirée des activités poursuivies *(en milliers de bep/j)*, nette après redevances [3]	**357**	305
Activités abandonnées		
Production nette de pétrole brut et de LGN *(en milliers de barils/j)*	**–**	5,4
Production nette de gaz naturel, à l'exclusion des produits d'injection *(en millions de pi³/j)*	**–**	1
Production totale tirée des activités abandonnées *(en milliers de bep/j)*, nette après redevances [3]	**–**	6
Production totale *(en milliers de bep/j)*, nette après redevances [3]	**357**	311
Ventes de produits pétroliers *(en milliers de m³/j)*		
Essences	**22,8**	22,4
Distillats	**22,7**	21,1
Divers, dont les produits pétrochimiques	**7,5**	6,4
	53,0	49,9
Pétrole brut traité par Petro-Canada *(en milliers de m³/j)*	**38,9**	39,5
Utilisation moyenne des raffineries *(en pourcentage)*	**96**	98
Bénéfice d'exploitation lié aux activités poursuivies du secteur Aval après impôts *(en cents/litre)*	**3,8**	1,6

(1) Le Gaz naturel nord-américain comprend l'Ouest du Canada et les Rocheuses américaines.
(2) La région Autre – International exclut la production des actifs producteurs syriens qui ont été vendus en janvier 2006 et qui sont présentés en tant qu'activités abandonnées.
(3) Les volumes de gaz naturel sont convertis selon un taux de 6 000 pi³ de gaz naturel pour un baril de pétrole.

PRIX MOYENS RÉALISÉS
31 mars 2007

	Trois mois terminés le 31 mars	
	2007	2006
Pétrole brut et LGN *(en $/baril)*		
Gaz naturel nord-américain [1]	**58,04**	62,15
Sables pétrolifères	**52,69**	42,69
International et extracôtier		
Côte Est du Canada	**65,76**	69,21
International		
Mer du Nord	**68,75**	71,25
Autre – International	**66,68**	71,29
Total – pétrole brut et LGN tirés des activités poursuivies	**63,46**	64,18
Activités abandonnées	**–**	71,84
Total – pétrole brut et LGN	**63,46**	64,82
Gaz naturel *(en $/millier de pi^3)*		
Gaz naturel nord-américain [1]	**7,39**	8,69
International		
Mer du Nord	**8,56**	10,24
Autre – International	**4,89**	6,32
Total – gaz naturel tirée des activités poursuivies	**7,32**	8,69
Activités abandonnées	**–**	7,94
Total – gaz naturel	**7,32**	8,68

(1) Le Gaz naturel nord-américain comprend l'Ouest du Canada et les Rocheuses américaines.

TAUX DE REDEVANCES EFFECTIFS
31 mars 2007

	Trois mois terminés le 31 mars	
(pourcentage du produit des ventes)	**2007**	2006
Gaz naturel nord-américain	**21 %**	23 %
Sables pétrolifères	**8 %**	6 %
International et extracôtier		
Côte Est du Canada	**10 %**	10 %
International		
Mer du Nord	**–**	–
Autre – International	**16 %**	17 %
Total – activités poursuivies	**12 %**	14 %
Activités abandonnées	**–**	74 %
Total	**12 %**	17 %

DONNÉES SUR LES ACTIONS
31 mars 2007

	Trois mois terminés le 31 mars	
	2007	2006
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation *(en millions)*	**497,0**	512,9
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires dilué en circulation *(en millions)*	**502,0**	519,8
Bénéfice net – de base *(en $/action)*	**1,19**	0,40
– dilué *(en $/action)*	**1,18**	0,40
Bénéfice d'exploitation lié aux activités poursuivies ajusté en fonction des éléments inhabituels		
– de base *(en $/action)*	**1,17**	0,95
– dilué *(en $/action)*	**1,16**	0,93
Flux de trésorerie *(en $/action)*	**2,35**	1,70
Dividendes *(en $/action)*	**0,13**	0,10
Bourse de Toronto :		
Cours des actions [1] – haut	**47,56**	58,59
– bas	**41,02**	48,00
– clôture au 30 mars	**45,15**	55,38
Actions négociées *(en millions)*	**163,3**	140,3
Bourse de New York :		
Cours des actions [2] – haut	**40,03**	51,08
– bas	**34,91**	41,20
– clôture au 30 mars	**39,21**	47,59
Actions négociées *(en millions)*	**43,9**	33,8

(1) Le cours des actions est exprimé en dollars canadiens et représente le cours de clôture.
(2) Le cours des actions est exprimé en dollars américains et représente le cours de clôture.

PRINCIPALES DONNÉES FINANCIÈRES
31 mars 2007
(non vérifiées, en millions de dollars canadiens)

	Trois mois terminés le 31 mars	
	2007	2006
Bénéfice		
Amont		
Gaz naturel nord-américain	**72 $**	139 $
Sables pétrolifères	**43**	(19)
International et extracôtier		
Côte Est du Canada	**256**	229
International	**69**	(132)
Aval	**183**	73
Services partagés	**(30)**	(88)
Bénéfice d'exploitation lié aux activités poursuivies	**593 $**	202 $
Gain (perte) à la conversion de devises étrangères	**16**	(1)
Perte non réalisée sur les contrats dérivés associés à Buzzard	**(60)**	(149)
Gain à la vente d'éléments d'actif	**41**	2
Activités abandonnées	**–**	152
Bénéfice net	**590 $**	206 $
Flux de trésorerie		
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation poursuivies	**1 166 $**	886 $
Diminution du fonds de roulement hors caisse lié aux activités d'exploitation poursuivies	**–**	(29)
Flux de trésorerie liés aux activités poursuivies	**1 166 $**	857 $
Capital investi investi [1]		
Amont	**8 040 $**	7 955 $
Aval	**4 437**	3 685
Services partagés	**429**	234
Total – Société	**12 906 $**	11 874 $
Rendement du capital utilisé [1] *(en pourcentage)*		
Amont	**21,5**	21,6
Aval	**13,1**	10,2
Total – Société	**17,3**	16,8
Rendement d'exploitation du capital investi [1] *(en pourcentage)*		
Amont	**22,7**	24,7
Aval	**12,9**	9,7
Total – Société	**17,8**	18,0
Rendement des capitaux propres [1] *(en pourcentage)*	**21,1**	21,0
Dette	**2 751**	2 909
Trésorerie et équivalents de trésorerie [1]	**807**	1 073
Ratio dette/flux de trésorerie [2] *(en nombre de fois)*	**0,7**	0,8
Ratio dette/dette plus les capitaux propres *(en pourcentage)*	**20,1**	23,9

(1) Comprend les activités abandonnées.
(2) Lié aux activités poursuivies.

RÉSULTATS CONSOLIDÉS *(non vérifiés)*
Pour la période terminée le 31 mars
(en millions de dollars canadiens, sauf les montants par action)

	Trois mois terminés le 31 mars	
	2007	2006
Produits		
Exploitation	4 867 $	4 415 $
Revenus (charge) de placement et autres *(note 5)*	(26)	(227)
	4 841	4 188
Charges		
Achats de pétrole brut et de produits	2 308	2 100
Exploitation, commercialisation et administration	827	821
Exploration	142	97
Amortissement pour dépréciation et épuisement	441	335
Perte non réalisée (gain non réalisé) à la conversion de la dette à long terme libellée en devises étrangères	(17)	2
Intérêts	42	45
	3 743	3 400
Bénéfice lié aux activités poursuivies avant impôts	1 098	788
Impôt sur les bénéfices		
Exigibles	491	532
Futurs *(note 6)*	17	202
	508	734
Bénéfice net lié aux activités poursuivies	590	54
Bénéfice net lié aux activités abandonnées *(note 4)*	-	152
Bénéfice net	590 $	206 $
Bénéfice par action lié aux activités poursuivies *(note 7)*		
De base	1,19 $	0,11 $
Dilué	1,18 $	0,10 $
Bénéfice par action *(note 7)*		
De base	1,19 $	0,40 $
Dilué	1,18 $	0,40 $

RÉSULTAT ÉTENDU CONSOLIDÉ *(non vérifié) (note 3)*
Pour la période terminée le 31 mars
(en millions de dollars canadiens)

	Trois mois terminés le 31 mars	
	2007	2006
Bénéfice net	590 $	206 $
Autres éléments du résultat étendu, nets d'impôt		
Variation de l'écart de conversion de devises étrangères	7	55
Résultat étendu	597 $	261 $

Voir les notes complémentaires

FLUX DE TRÉSORERIE CONSOLIDÉS *(non vérifiés)*

Pour la période terminée le 31 mars

(en millions de dollars canadiens)

	Trois mois terminés le 31 mars	
	2007	2006
Activités d'exploitation		
Bénéfice net	590 $	206 $
Moins : bénéfice net lié aux activités abandonnées	-	152
Bénéfice net lié aux activités poursuivies	590	54
Éléments sans effet sur les flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation poursuivies :		
Amortissement pour dépréciation et épuisement	441	335
Impôts futurs	17	202
Désactualisation des obligations liées à la mise hors service d'immobilisations	17	13
Perte non réalisée (gain non réalisé) à la conversion de la dette à long terme libellée en devises étrangères	(17)	2
Gain à la cession d'éléments d'actif	(62)	(2)
Perte non réalisée sur les contrats dérivés associés à Buzzard *(note 12)*	88	219
Autres	-	6
Frais d'exploration	92	28
Diminution du fonds de roulement hors caisse lié aux activités d'exploitation poursuivies	-	29
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation poursuivies	1 166	886
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation abandonnées *(note 4)*	-	15
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	1 166	901
Activités d'investissement		
Dépenses en immobilisations corporelles et frais d'exploration	(716)	(759)
Produit de la vente d'éléments d'actif *(note 4)*	82	645
Augmentation des autres éléments d'actif	(17)	(9)
(Augmentation) diminution du fonds de roulement hors caisse lié aux activités d'investissement	(59)	12
Flux de trésorerie liés aux activités d'investissement	(710)	(111)
Activités de financement		
Remboursement de la dette à long terme	(2)	(2)
Produit de l'émission d'actions ordinaires *(note 9)*	6	22
Achat d'actions ordinaires *(note 9)*	(87)	(476)
Dividendes sur les actions ordinaires	(65)	(50)
Flux de trésorerie liés aux activités de financement	(148)	(506)
Augmentation de la trésorerie et des équivalents de trésorerie	308	284
Trésorerie et équivalents de trésorerie au début de la période	499	789
Trésorerie et équivalents de trésorerie à la fin de la période	807 $	1 073 $

Voir les notes complémentaires

BILAN CONSOLIDÉ *(non vérifié)*
Au 31 mars 2007
(en millions de dollars canadiens)

	31 mars 2007	31 décembre 2006
Actif		
Actif à court terme		
Trésorerie et équivalents de trésorerie	807 $	499 $
Débiteurs	1 560	1 600
Stocks	686	632
Impôts futurs	162	95
	3 215	2 826
Immobilisations corporelles, montant net	18 661	18 577
Écart d'acquisition	803	801
Autres éléments d'actif *(note 3)*	371	442
	23 050 $	22 646 $
Passif et capitaux propres		
Passif à court terme		
Créditeurs et charges à payer *(note 12)*	3 380 $	3 319 $
Impôts sur les bénéfices à payer	44	22
Tranche à court terme de la dette à long terme *(note 8)*	6	7
	3 430	3 348
Dette à long terme *(notes 3 et 8)*	2 745	2 887
Autres éléments de passif *(note 12)*	1 754	1 826
Obligations liées à la mise hors service d'immobilisations	1 168	1 170
Impôts futurs	3 050	2 974
Capitaux propres		
Actions ordinaires *(note 9)*	1 368	1 366
Surplus d'apport *(note 9)*	389	469
Bénéfices non répartis	9 090	8 557
Autres éléments du résultat étendu cumulés *(note 3)*		
Écart de conversion de devises étrangères	56	49
	10 903	10 441
	23 050 $	22 646 $

BÉNÉFICES NON RÉPARTIS CONSOLIDÉS *(non vérifiés)*
Pour la période terminée le 31 mars
(en millions de dollars canadiens)

	Trois mois terminés le 31 mars	
	2007	2006
Bénéfices non répartis au début de la période	8 557 $	7 018 $
Effet cumulatif de l'adoption de nouvelles conventions comptables *(note 3)*	8	-
Bénéfice net	590	206
Dividendes sur les actions ordinaires	(65)	(50)
Bénéfices non répartis à la fin de la période	9 090 $	7 174 $

Voir les notes complémentaires

NOTES COMPLÉMENTAIRES *(non vérifiées)*

(en millions de dollars canadiens)

1. INFORMATION SECTORIELLE LIÉE AUX ACTIVITÉS POURSUIVIES *(note 4)*

Trois mois terminés le 31 mars

	Amont													
					International et extracôtier									
	Gaz naturel nord-américain		Sables pétrolifères		Côte Est du Canada		International		Aval		Services partagés		Total consolidé	
	2007	2006	2007	2006	2007	2006	2007	2006	2007	2006	2007	2006	2007	2006
Produits														
Ventes aux clients	349 $	451 $	166 $	116 $	601 $	388 $	664 $	704 $	3 087 $	2 756 $	- $	- $	4 867 $	4 415 $
Revenus de placement et autres produits (charge) [1]	61	(1)	(2)	-	-	(4)	(90)	(223)	(3)	(3)	8	4	(26)	(227)
Ventes intersectorielles	85	95	222	155	129	122	-	-	4	4	-	-		
Produits sectoriels	495	545	386	271	730	506	574	481	3 088	2 757	8	4	4 841	4 188
Charges														
Achats de pétrole brut et de produits	41	70	130	111	176	45	-	-	1 958	1 872	3	2	2 308	2 100
Opérations intersectorielles	2	2	4	11	2	2	-	-	432	361	-	-		
Exploitation, commercialisation et administration	124	105	131	135	59	47	162	90	352	354	(1)	90	827	821
Exploration	56	48	19	6	4	(1)	63	44	-	-	-	-	142	97
Amortissement pour dépréciation et épuisement	108	100	39	37	103	65	118	80	69	53	4	-	441	335
Perte non réalisée (gain non réalisé) à la conversion de la dette à long terme libellée en devises étrangères	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(17)	2	(17)	2
Intérêts	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	42	45	42	45
	331	325	323	300	344	158	343	214	2 811	2 640	31	139	3 743	3 400
Bénéfice (perte) lié(e) aux activités poursuivies avant impôts	164	220	63	(29)	386	348	231	267	277	117	(23)	(135)	1 098	788
Impôts sur les bénéfices														
Exigibles	61	84	6	(15)	138	124	258	360	56	36	(28)	(57)	491	532
Futurs *(note 6)*	(9)	(3)	14	5	(8)	(5)	(36)	188	37	6	19	11	17	202
	52	81	20	(10)	130	119	222	548	93	42	(9)	(46)	508	734
Bénéfice net (perte nette) lié(e) aux activités poursuivies	112 $	139 $	43 $	(19) $	256 $	229 $	9 $	(281) $	184 $	75 $	(14) $	(89) $	590 $	54 $
Dépenses en immobilisations corporelles et frais d'exploration liés aux activités poursuivies [2]	205 $	213 $	90 $	119 $	38 $	53 $	157 $	121 $	221 $	251 $	5 $	1 $	716 $	758 $
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation poursuivies	159 $	241 $	69 $	53 $	481 $	346 $	277 $	303 $	214 $	15 $	(34) $	(72) $	1 166 $	886 $
Total de l'actif lié aux activités poursuivies	4 121	3 759 $	2 967 $	2 671 $	2 327 $	2 432 $	6 220 $	5 244 $	6 894 $	5 863 $	521 $	766 $	23 050 $	20 735 $

(1) Les revenus de placement et autres produits pour le secteur International comprennent des pertes non réalisées sur les contrats dérivés associés à Buzzard de 88 millions $ pour les trois mois terminés le 31 mars 2007 (219 millions $ pour les trois mois terminés le 31 mars 2006) (notes 5 et 12).

(2) Les dépenses consolidées comprennent des intérêts capitalisés d'un montant de 6 millions $ pour les trois mois terminés le 31 mars 2007 (7 millions $ pour les trois mois terminés le 31 mars 2006).

NOTES COMPLÉMENTAIRES *(non vérifiées)*
(en millions de dollars canadiens, à moins d'indication contraire)

2. PRINCIPES DE PRÉSENTATION

Les exigences d'information concernant les états financiers annuels prévoient la présentation de renseignements additionnels non requis dans le cas des états financiers consolidés intermédiaires. Par conséquent, ces états financiers consolidés intermédiaires devraient être lus parallèlement aux états financiers consolidés vérifiés datés du 31 décembre 2006. Les états financiers consolidés intermédiaires sont présentés conformément aux principes comptables généralement reconnus du Canada et suivent les conventions comptables résumées dans les notes complémentaires des états financiers consolidés annuels, sauf en ce qui a trait aux changements indiqués à la note 3.

3. MODIFICATIONS DE CONVENTIONS COMPTABLES

La Société a adopté, le 1er janvier 2007, les chapitres suivants du Manuel de l'Institut Canadien des Comptables Agréés (ICCA), 1530 : *Résultat étendu*; 3855 : *Instruments financiers – comptabilisation et évaluation*; 3861 : *Instruments financiers – information à fournir et présentation*; et 3865 : *Couvertures*.

Conformément à l'adoption du chapitre 1530 *Résultat étendu* de l'ICCA, un nouvel état du résultat étendu fait désormais partie des états financiers consolidés de la Société. Les gains et les pertes à la conversion en dollars canadiens des éléments d'actif et de passif, incluant la dette à long terme, associés aux activités autonomes de la Société à l'étranger sont maintenant présentés en tant qu'élément distinct faisant partie des autres éléments du résultat étendu dans l'état du résultat étendu consolidé. Les autres éléments du résultat étendu cumulés sont présentés en tant qu'élément distinct faisant partie des capitaux propres dans le bilan consolidé. Auparavant, ces gains et ces pertes étaient reportés et inclus dans l'écart de conversion de devises étrangères faisant parti des capitaux propres.

Conformément à l'adoption du chapitre 3885 *Instruments financiers – comptabilisation et évaluation* de l'ICCA, la dette à long terme est évaluée à sa juste valeur lorsqu'elle est initialement comptabilisée et, suite à sa comptabilisation initiale, au coût après amortissement selon la méthode du taux d'intérêt effectif. Les frais de transaction et les primes ou escomptes directement attribuables à l'émission de titres d'emprunt à long terme sont maintenant ajoutés à la juste valeur au moment de la comptabilisation initiale. Auparavant, ces montants étaient reportés et amortis selon la méthode de l'amortissement linéaire sur la durée de la dette. Les montants non amortis étaient présentés séparément dans les autres éléments d'actif dans le bilan consolidé. Conformément à l'application de dispositions transitoires, les périodes antérieures n'ont pas été retraitées à la suite de l'adoption de cette nouvelle convention comptable. Pour comptabiliser l'effet cumulatif des périodes antérieures, la Société a modifié les catégories applicables du bilan indiquées comme suit au 1er janvier 2007 :

	Augmentation / (Diminution)	
Autres éléments d'actif	(101)	$
Dette à long terme	(112)	
Passifs d'impôt futurs	3	
Bénéfices non répartis	8	

Il n'y a aucune autre incidence sur les états financiers consolidés au moment de l'adoption des nouvelles normes.

4. ACTIVITÉS ABANDONNÉES

Le 31 janvier 2006, la Société a procédé à la clôture de la vente de ses actifs producteurs syriens pour un produit net de 640 millions $ et a comptabilisé un gain à la cession de 134 millions $.

La comptabilisation des activités abandonnées se traduit par une réduction des soldes de l'état des résultats consolidés comme suit :

	Trois mois terminés le 31 mars	
	2007	2006
Produits [1]	- $	168 $
Charges		
Exploitation, commercialisation et administration	-	6
	-	6
Bénéfice lié aux activités abandonnées avant impôts	-	162
Impôts sur les bénéfices	-	10
Bénéfice net lié aux activités abandonnées	- $	152 $

(1) Les produits incluent le gain à la cession de 134 millions $.

NOTES COMPLÉMENTAIRES *(non vérifiées)*
(en millions de dollars canadiens, à moins d'indication contraire)

5. REVENUS (CHARGES) DE PLACEMENT ET AUTRES

Les revenus (charges) de placement et autres comprennent des pertes nettes sur les contrats dérivés (note 12) de 94 millions $ pour les trois mois terminés le 31 mars 2007 (224 millions $ pour les trois mois terminés le 31 mars 2006) et des gains nets à la cession d'éléments d'actif de 62 millions $ pour les trois mois terminés le 31 mars 2007 (2 millions $ pour les trois mois terminés le 31 mars 2006).

6. IMPÔTS FUTURS

La charge d'impôts futurs pour les trois mois terminés le 31 mars 2006 comprend une charge de 242 millions $ liée à l'entrée en vigueur d'une augmentation du taux de l'impôt supplémentaire des sociétés au Royaume-Uni. L'ajustement a été affecté au secteur International de la Société.

7. BÉNÉFICE PAR ACTION

Le tableau ci-dessous indique les nombres d'actions ordinaires utilisés pour le calcul du bénéfice par action :

	Trois mois terminés le 31 mars	
(en millions)	2007	2006
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation – de base	497,0	512,9
Effet de dilution des options sur actions	5,0	6,9
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation – dilué	502,0	519,8

8. DETTE À LONG TERME

	Échéance	31 mars 2007 *(note 3)*	31 décembre 2006
Obligations et effets			
Effets de premier rang non garantis à 5,95 % (600 millions $ US)	2035	675 $	699 $
Effets de premier rang non garantis à 5,35 % (300 millions $ US)	2033	297	349
Obligations non garanties à 7,00 % (250 millions $ US)	2028	278	291
Obligations non garanties à 7,875 % (275 millions $ US)	2026	312	321
Obligations non garanties à 9,25 % (300 millions $ US)	2021	343	349
Effets de premier rang non garantis à 5,00 % (400 millions $ US)	2014	456	466
Effets de premier rang non garantis à 4,00 % (300 millions $ US)	2013	323	349
Contrats de location-acquisition	2007-2017	67	70
		2 751	2 894
Tranche à court terme		(6)	(7)
		2 745 $	2 887 $

9. CAPITAUX PROPRES

Les variations du nombre d'actions ordinaires et du surplus d'apport ont été les suivantes :

	Actions	Montant	Surplus d'apport
Solde au 31 décembre 2006	497 538 385	1 366 $	469 $
Actions émises en vertu des régimes d'options sur actions et d'actionnariat des employés	289 640	8	1
Actions rachetées dans le cadre de l'offre publique de rachat d'actions dans le cours normal des activités	(2 000 000)	(6)	(81)
Solde au 31 mars 2007	495 828 025	1 368 $	389 $

En juin 2006, la Société a renouvelé son offre publique de rachat d'actions dans le cours normal des activités en vue de racheter un maximum de 25 millions de ses actions ordinaires en circulation au cours de la période du 22 juin 2006 au 21 juin 2007, sous réserve de certaines conditions. Au cours des trois mois terminés le 31 mars 2007, la Société a acheté 2 000 000 d'actions ordinaires pour un coût total de 87 millions $ (8 786 800 actions ordinaires pour un coût de 476 millions $ au cours des trois mois terminés le 31 mars 2006). L'excédent du prix d'achat sur la valeur comptable des actions achetées est comptabilisé comme une réduction du surplus d'apport.

NOTES COMPLÉMENTAIRES *(non vérifiées)*
(en millions de dollars canadiens, à moins d'indication contraire)

10. RÉMUNÉRATION À BASE D'ACTIONS

La charge (récupération) totale de rémunération à base d'actions enregistrée a été de (14) millions $ pour les trois mois terminés le 31 mars 2007 (65 millions $ pour les trois mois terminés le 31 mars 2006).

(a) Régimes d'options sur actions et d'unités d'actions récompensant le rendement (UAR)

Les variations du nombre d'options sur actions et d'unités d'actions récompensant le rendement (UAR) en cours ont été les suivantes :

	Options sur actions		UAR
	Nombre	Prix de levée moyen pondéré	Nombre
Solde au 31 décembre 2006	20 714 733	31 $	1 482 986
Options octroyées	3 295 300	44	238 734
Options levées sur actions ordinaires	(289 640)	21	s.o.
Options cédées pour versement au comptant	(30 350)	31	s.o.
Options annulées/expirées	(127 750)	43	(538 928)
Solde au 31 mars 2007	23 562 293	33 $	1 182 792

(b) Régime de droits à la plus-value des actions (DPV)

À partir de 2007, la Société a approuvé l'octroi de DPV à certains employés, ce qui permet au titulaire de recevoir un paiement en argent égal à la différence entre le prix de levée spécifié et le cours du marché des actions ordinaires de la Société au moment de la cession. La période d'acquisition des droits et les autres conditions sont similaires aux conditions du régime d'options sur actions actuel de la Société. Au moment de l'octroi, le prix de levée correspond approximativement au prix du marché. Les DPV suivants ont été octroyés :

	DPV	
	Nombre	Prix de levée moyen pondéré
Solde au 31 décembre 2006	-	- $
DPV octroyés	3 578 500	44
DPV annulés	(11 500)	44
Solde au 31 mars 2007	3 567 000	44 $

NOTES COMPLÉMENTAIRES *(non vérifiées)*
(en millions de dollars canadiens, à moins d'indication contraire)

11. AVANTAGES SOCIAUX FUTURS

La Société offre des régimes de retraite à prestations déterminées et à cotisations déterminées et des régimes d'avantages sociaux comme l'assurance maladie et l'assurance vie à ses retraités admissibles. Les charges associées à ces régimes se présentent comme suit :

	Trois mois terminés le 31 mars			
	2007		2006	
Régimes de retraite :				
Régimes à prestations déterminées				
Coût pour l'employeur des services rendus au cours de l'exercice	10	$	10	$
Intérêts débiteurs	22		21	
Rendement prévu de l'actif des régimes	(28)		(25)	
Amortissement de l'actif transitoire	(1)		(2)	
Amortissement des pertes actuarielles nettes	11		13	
	14		17	
Régimes à cotisations déterminées	4		4	
	18	$	21	$
Autres régimes d'avantages postérieurs au départ à la retraite :				
Coût pour l'employeur des services rendus au cours de l'exercice	1	$	1	$
Intérêts débiteurs	3		3	
Amortissement de l'obligation transitoire	2		1	
	6	$	5	$

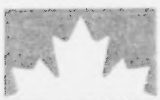
La Société s'attend à cotiser 115 millions $ à ses régimes de retraite en 2007.

12. INSTRUMENTS FINANCIERS ET DÉRIVÉS

Les revenus (charges) de placement et autres comprennent les gains et les pertes non réalisés sur les contrats dérivés en cours associés à l'acquisition en 2004 d'une participation dans le champ Buzzard, dans le secteur britannique de la mer du Nord. Ces contrats se sont soldés par des pertes non réalisées de 88 millions $ pour les trois mois terminés le 31 mars 2007 (219 millions $ pour les trois mois terminés le 31 mars 2006).

Les revenus (charges) de placement et autres comprennent des pertes non réalisées sur l'ensemble des contrats dérivés de 81 millions $ pour les trois mois terminés le 31 mars 2007 (219 millions $ pour les trois mois terminés le 31 mars 2006). Au 31 mars 2007, les débiteurs, les créditeurs et les autres éléments de passif comprenaient 4 millions $, 368 millions $ et 1 202 millions $, respectivement, relativement aux montants évalués à la valeur de marché non réalisés sur les contrats dérivés.

Petro-Canada C.P. 2844 Calgary (Alberta) Canada T2P 3E3	Téléphone : (403) 296-8000 Télécopieur : (403) 296-3030	*Demande des investisseurs et des analystes* Relations avec les Investisseurs : (403) 296-4040	*Demandes des médias :* Communications de la Société (403) 296-3648	*Also published in English*	*Imprimé au Canada sur du papier recyclé*


PETRO-CANADA